



# Système de protections novateur et distribué pour les réseaux moyenne tension du futur

Cristian Jecu

## ► To cite this version:

Cristian Jecu. Système de protections novateur et distribué pour les réseaux moyenne tension du futur. Energie électrique. Université de Grenoble, 2011. Français. NNT : 2011GRENT083 . tel-00862516

**HAL Id: tel-00862516**

**<https://theses.hal.science/tel-00862516>**

Submitted on 17 Sep 2013

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

## THÈSE

Pour obtenir le grade de

## DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité : **Génie Electrique,**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

**Cristian JECU**

Thèse dirigée par **Bertrand RAISON** et  
codirigée par **Raphaël CAIRE**

préparée au sein du **Laboratoire G2ELAB**  
dans l'**École Doctorale « Electronique, Electrotechnique,  
Automatique & Traitement du Signal »**

## Système de protections novateur et distribué pour les réseaux Moyenne Tension du futur

Thèse soutenue publiquement le **16 septembre 2011**,  
devant le jury composé de :

**M. Mircea EREMIA**

Prof. Université « Politehnica » Bucarest, Roumanie, Président et rapporteur

**M. Mohamed BENBOUZID**

Prof. IUT de Brest, France, Rapporteur

**M. Bertrand RAISON**

Prof. Grenoble Universités, France, Directeur de thèse

**M. Raphaël CAIRE**

Prof. Grenoble Universités, France, Co-encadrant

**M. Abdellatif MIRAoui**

Prof. Université de Marrakech, France, Examineur

**M. Philippe DESCHAMPS**

Ingénieur Schneider Electric Industries, France, Invité

**M. Olivier CHILARD**

Ingénieur, EDF R&D, France, Invité

**M. Stéphane BISCAGLIA**

Ingénieur, ADEME, France, Invité



UNIVERSITÉ DE GRENOBLE



## Remerciements





Le travail présenté dans ce mémoire a été réalisé dans le Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2Elab), au sein de l'équipe Systèmes et Réseaux Electriques (SYREL), dans le cadre du G.I.E. Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir (IDEA). La thèse a été financée par IDEA et par l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME).

Je voudrais tout d'abord exprimer mes remerciements à M. James ROUDET pour l'accueil dans le G2ELab, à M. Seddik BACHA pour l'accueil au sein de l'équipe SYREL, à M. Nouredine HADJSAÏD pour l'accueil dans le group IDEA et également à M. Stéphane BISCAGLIA et l'ADEME pour leur contribution dans ce projet. Je tien à remercier M. Daniel ROYE, M. Seddik BACHA et M. Yvon BESANGER pour tout qu'ils ont fait pour moi, pendant mon stage de PFE et master.

Je tien à remercier mon professeur de l'Université Politehnica de Bucarest, M. Mircea EREMIA pour m'offrir l'opportunité de faire le PFE, comme stagiaire ERASMUS et pour ouvrir, en même temps, les portes vers cette thèse. D'ailleurs je veux lui remercier d'avoir accepté de présider le jury de ma soutenance et d'être rapporteur du mémoire. J'adresse également mes sincères remerciements à M. Mohamed BENBOUZID, professeur de l'IUT de Brest et à M. Abdellatif MIRAOU, professeur de l'Université de Marrakech pour accepter de faire partie du jury.

Un grand merci pour mon directeur de thèse, M. Bertrand RAISON, ne sera jamais suffisamment, pour tout l'aide apporté, pour le bon déroulement de la thèse, pour sa patience, pour l'implication et pour le dévouement démontrés pendant les trois ans. Son esprit perfectionniste sera toujours apprécié. Pour moi, il restera un vrai model de chercheur passionné. Le coéquipier, mon co-encadrant M. Raphaël CAIRE, m'a montré, également, que l'implication d'un chercheur ne connaît pas des limites, quand il est dédié à son travail. Je tien, donc, à lui remercier pour les travaux faits ensemble et pour l'aide apporté.

Je voudrais remercier nos partenaires industriels, M. Philippe DESCHAMPS et M. Philippe ALIBERT, du coté Schneider Electric, pour leur vision constructeur et également nos partenaires du coté EDF R&D, du département Mesures et Systèmes d'Information des Réseaux Electriques (MIRE), M. Olivier CHILARD et M. Sébastien GRENARD, pour leur vision réseaux. Je vous remercie vivement pour vos apports à ma thèse de doctorat. C'est grâce à vous que nous avons réussi à orienter la recherche vers une solution applicable dans les réseaux et qui a les caractéristiques nécessaires afin d'être produite par un constructeur.

Je remercie mon stagiaire et surtout mon ami, Antony DASCO, pour son travail, ainsi que pour son amitié. C'était un plaisir de te connaître. Egalement, j'adresse mes remerciements pour tous les membres de l'équipe et du laboratoire pour tous les moments agréables passés ensemble.

J'ai rencontré beaucoup des gens intéressants dans les dernières cinq années et je voudrais remercier tous pour leur participation dans le petit tableau appelé « Grenoble ». Je voudrais particulièrement remercier mes amis : Octavian C., Diana C., Dan O., Bianca O., Adrian F., Anca G. Jonathan D., Topan C., Andrei H., Ghaith W., Matthieu H., Iulian M., Antoneta B., Marc B., Simona E., Mircea C., Georgia C., Mirela I., Marius B., Long B., Didier C., Stefan I., Claudia D., Ancuta T., Razmick D., Rim M., Benoît S., Ali J., Axel R., Andrei N., Tiberiu I., Ionut N., Petre E.... Merci à tous pour tous les moments passés ensemble, pour l'amitié, pour la riche expérience cosmopolite et surtout, merci pour les « bijoux » que vous avez laissé dans ma petite boîte avec des souvenirs grenoblois, je le garderai toujours.

Un grand merci également à mes parents, pour leur encouragement, leur soutien et pour les dizaines de milliers de kilomètres parcourus ensemble, découvrant l'Europe.

Avant de terminer, je voudrais remercier ma « Love of my life », ma femme, Cătălina JECU, le pylône qui m'a soutenue tout cette période, qui m'a aidé inconditionné et qui a mis tout de côté afin de me permettre suivre mes rêves et mes projets (comme cette thèse par exemple). Merci, pour tout !

## Sommaire général

<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>3</b>
<b>CHAPITRE I. Contexte de l'étude .....</b>	<b>7</b>
1 Introduction .....	9
2 Contexte de la thèse et objectifs des travaux .....	9
3 Architecture des réseaux électriques .....	11
3.1 Le poste source HTB-HTA .....	14
3.2 Les réseaux HTA .....	14
3.3 Les défauts dans les réseaux de distribution .....	16
3.4 Les régimes de neutre .....	18
4 Protections des réseaux électriques .....	19
4.1 Description du système de protection sur un réseau moyenne tension .....	19
4.2 Les différents types de protections .....	21
4.3 Réglages et sélectivité .....	27
4.4 Plans de protection en dehors de la France .....	35
5 Problématique de la thèse : comment établir un plan de protection d'un réseau flexible avec production décentralisée ? .....	37
5.1 Impact de la production décentralisée sur le fonctionnement des protections .....	37
5.2 Quelques pistes pour le plan de protection des réseaux du futur .....	39
6 Conclusions .....	41
<b>CHAPITRE II. ANALYSE THEORIQUE SUR LES DEFAUTS DANS LES RESEAUX ET LOGIQUE DE PROTECTION – CHOIX DES GRANDEURS .....</b>	<b>43</b>
1 Introduction .....	45
2 Déploiement de protections en réseau : avantages et limites structurelles .....	45
2.1 Enoncé du principe .....	45
2.2 Application du principe sur un départ simple .....	46
2.3 Restriction sur le nombre de protections en réseau .....	49
3 Analyse électrotechnique par composantes symétriques .....	51
3.1 Hypothèses de calcul .....	52
3.2 Les résultats suivant les défauts .....	53
3.3 Conclusion sur l'analyse électrotechnique .....	65
4 Logique de protection dans un réseau de distribution – cas du défaut monophasé .....	66
4.1 Réseau d'étude .....	67
4.2 La grandeur utilisée pour la détection du défaut .....	68
4.3 La grandeur utilisée pour la discrimination de zone en défaut .....	68
4.4 La logique de protection .....	81
5 Conclusions sur les grandeurs utilisées pour détecter et discriminer les défauts monophasés dans les réseaux HTA .....	84
<b>CHAPITRE III. METHODES REPOSANT SUR LE CALCUL DE L'IMPEDANCE POUR DISCRIMINER LES DEFAUTS MONOPHASES DANS LES RESEAUX HTA .....</b>	<b>85</b>
1 Introduction .....	87
2 Les méthodes de discrimination .....	87
2.1 La formule générale et l'évaluation du plan de protection .....	87
2.2 La méthode 1 – « par tronçon » .....	88
2.3 La méthode 2 – « en valeur moyenne par zone » .....	90
2.4 La méthode 3 – $k_0$ optimisé .....	92
2.5 La méthode 4 – $k_0$ optimisé et seuils reposant sur l'impédance en complexe .....	95
2.6 Evaluation des méthodes de réglage .....	99
3 Les résultats obtenus .....	101

3.1	Le calcul du pourcentage de discrimination correcte .....	101
3.2	L'analyse du calcul reposant sur la partie imaginaire de l'impédance .....	102
3.3	Les résultats obtenus avec la méthode 4.....	126
4	Conclusions et perspectives .....	132
<b>CHAPITRE IV. VERIFICATION DE LA ROBUSTESSE ET DE LA PORTABILITE DU PLAN DE PROTECTION.....</b>		<b>135</b>
1	Introduction.....	137
2	Analyse de la robustesse du plan de protection.....	137
2.1	Positionnement du GED dans le réseau.....	137
2.2	Résultats obtenus avec GED .....	139
2.3	Proposition de plan de protection qui prend en compte de l'apport des GED.....	151
2.4	Conclusions partielles sur l'influence de la GED sur la précision de discrimination.....	152
3	Vérification de la portabilité de la méthode sur un réseau urbain .....	153
3.1	Réseau urbain d'étude .....	153
3.2	Réseau étudié sans GED - réglages.....	155
3.3	Réseau étudié avec GED – vérification de la robustesse.....	160
4	Conclusions sur la robustesse et influence de la GED sur le plan de protection.....	164
<b>CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES .....</b>		<b>165</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>		<b>171</b>
<b>ANNEXES .....</b>		<b>177</b>
Annexe 1 : Les différents types de la mise à la terre du neutre .....		179
Annexe 2 : Nomenclature de fonctions de protection .....		190
Annexe 3 : Le fonctionnement de la protection ampèremétrique à maximum de courant phase .....		193
Annexe 4 : Le fonctionnement de la protection ampèremétrique à maximum de courant terre .....		195
Annexe 5 : Réglage des protections d'une arrivée .....		197
Annexe 6 : L'analyse électrotechnique pour les défauts polyphasés.....		198
Annexe 7 : Le réseau – les types et caractéristiques des conducteurs .....		215
Annexe 8 : Le réseau – Les caractéristiques de charges.....		218
Annexe 9 : Les variations de grandeurs vérifiées avec Mathcad – défaut triphasé, biphasé isolé, biphasé terre et monophasé.....		220
Annexe 10 : La dépendance de l'impédance calculée à la résistance du défaut.....		228
Annexe 11 : Les performances obtenues avec des différents $k_0$ .....		230
Annexe 12 : Les cas de positionnements possibles pour les valeurs d'impédance calculée. Calcul de discrimination en utilisant la méthode 4 avec les seuils en deux dimensions. ....		231
Annexe 13 : Les formules de calcul du pourcentage de discrimination correcte .....		237
Annexe 14 : Résultats pour le cas de mise à la terre de $40 \Omega$ – méthodes 1, 2 et 3.....		239
Annexe 15 : Calcul de l'impédance de mise à la terre pour le neutre compensé.....		242
Annexe 16 : Exemple de résultat obtenu en utilisant la méthode 3.....		244
Annexe 17 : Les coefficients $k_0$ et les pourcentages obtenus avec la méthode 3 et la méthode 4.....		246
Annexe 18 : Les comparaisons de succès de discrimination entre les trois méthodes reposant sur les seuils fixes..		247
Annexe 19 : Les résultats obtenus dans l'étude des déclenchements doubles.....		249
Annexe 20 : Résultats obtenus sur le réseau rural avec GED.....		255
Annexe 21 : Les doubles déclenchements sur le réseau rural.....		260
Annexe 22 : Plan de protection qui prend en compte de l'apport des GED .....		262
Annexe 23 : Impact sur le plan de protection du dimensionnement et du positionnement de la GED.....		265
Annexe 24 : Le réseau – Caractéristiques de départ urbain.....		267
Annexe 25 : Les résultats obtenus sur le réseau urbain avec GED.....		269

## INTRODUCTION GENERALE



De nos jours, nous sommes confrontés à une mutation profonde dans la conception des réseaux électriques de distribution suite à l'insertion massive des sources alternatives d'énergie électrique (par exemple : éolien, photovoltaïque).

Les réseaux électriques de distribution ont été conçus de façon à acheminer l'énergie électrique dans un seul sens : des postes sources vers les consommateurs. Cette unidirectionnalité du courant de charge avait conduit à un dimensionnement dégressif de la section des conducteurs. Cela veut dire que les sections des conducteurs décroissent au fur et à mesure que l'on s'éloigne des postes sources.

En France, depuis 1985 et afin d'augmenter la qualité de fourniture, les réseaux de distribution sont planifiés de manière bouclable (secours intra ou extra postes sources), les conducteurs de faible section entre les postes sont remplacés petit à petit. Malgré cette politique engagé, en France, il y a plus de 25 ans, ces réseaux restent très hétérogènes.

On observe dans de nombreux pays industrialisés le vieillissement des infrastructures électriques et une dégradation des temps moyens de coupure [Cre-10].

L'introduction de production décentralisée localement ne doit en aucun cas affecter la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. Par conséquent, les modes d'exploitation des réseaux électriques de distribution du futur devront être plus intelligents et ces derniers, plus flexibles. Nous devons nous assurer de la capacité du réseau de distribution à supporter la circulation des courants supplémentaires injectés en tout mode de fonctionnement.

L'introduction des générateurs distribués génère une nouvelle donne pour les réseaux de distribution : l'intégration des producteurs locaux. Pour cela, le distributeur assurant les services d'alimentation et de raccordement doit adapter son plan de protection. L'idée principale est de garder connectés un maximum de consommateurs et producteurs locaux lors et suite à un défaut. Afin de mieux protéger un réseau de distribution, celui-ci pourrait être divisé en des zones plus petites protégées par des protections déployées en réseau.

Les objectifs des travaux présentés dans cette thèse consistent à proposer et à évaluer un nouveau plan de protection, tout en diminuant les temps de déconnection des consommateurs et producteurs décentralisés (de plus en plus à base de sources renouvelables).

Le projet s'est déroulé dans le cadre d'un partenariat entre l'ADEME et le Groupement d'Intérêt Economique IDEA qui rassemble Grenoble INP, EDF R&D et Schneider Electric. Ce



sujet rentre clairement dans les priorités de chacun des partenaires. Pour Schneider en tant que fabricant de protection, EDF R&D pour sa recherche sur les réseaux de distribution et Grenoble INP pour ses thématiques d'enseignement et de recherche.

Dans le premier chapitre de ce manuscrit, nous décrivons le contexte général de l'étude en présentant, tout d'abord, le contexte de la thèse et les objectifs proposés. Ensuite, nous décrivons les architectures de réseau de distribution avec les types classiques de mise à la terre du neutre du transformateur et les différents défauts qui peuvent apparaître. Nous continuons par la présentation des protections et leurs sélectivités afférentes et finissons par la problématique de la thèse.

Le deuxième chapitre traite des limitations du déploiement des protections en réseau suivi par une analyse électrotechnique des composantes symétriques de différents types de grandeurs analysées en fonction du type de défaut. Le but de ce chapitre est de trouver les grandeurs optimales pour la détection et pour la discrimination de défauts. Ces grandeurs seront utilisées dans la logique du plan de protection proposée à la fin de ce chapitre.

Quatre méthodes de discrimination avec les résultats obtenues sont présentées dans le troisième chapitre. Ces méthodes reposent sur un calcul d'impédance jusqu'au défaut. Nous présentons les avantages et inconvénients des méthodes en choisissant la plus performante méthode.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons le test de portabilité et robustesse de la méthode la plus performante proposée. Ces tests sont faits sur un réseau urbain et un réseau rural avec et sans apport de production décentralisée.

Nous terminons ce manuscrit en proposant des conclusions et perspectives de travaux futurs.

## CHAPITRE I.

### Contexte de l'étude

## **Sommaire du chapitre I**

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Contexte de la thèse et objectifs des travaux.....</b>	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Architecture des réseaux électriques .....</b>	<b>11</b>
3.1	Le poste source HTB-HTA .....	14
3.2	Les réseaux HTA .....	14
3.3	Les défauts dans les réseaux de distribution .....	16
3.4	Les régimes de neutre .....	18
<b>4</b>	<b>Protections des réseaux électriques .....</b>	<b>19</b>
4.1	Description du système de protection sur un réseau moyenne tension .....	19
4.2	Les différents types de protections.....	21
4.2.1	La protection ampèremétrique.....	22
4.2.2	La protection différentielle.....	24
4.2.3	La protection de distance.....	25
4.2.4	La protection wattmétriques homopolaire.....	25
4.2.5	Les protections voltmétrique homopolaires .....	26
4.3	Réglages et sélectivité.....	27
4.3.1	Réglage des protections d'un départ .....	27
4.3.2	La Sélectivité.....	30
4.4	Plans de protection en dehors de la France .....	35
<b>5</b>	<b>Problématique de la thèse : comment établir un plan de protection d'un réseau flexible avec production décentralisée ? .....</b>	<b>37</b>
5.1	Impact de la production décentralisée sur le fonctionnement des protections .....	37
5.2	Quelques pistes pour le plan de protection des réseaux du futur .....	39
<b>6</b>	<b>Conclusions .....</b>	<b>41</b>

## 1 Introduction

Ce chapitre décrit les notions fondamentales et nécessaires afin de comprendre le contexte du travail de thèse. Ce nouveau système de protection reposera sur des protections et moyens de coupure distribués dans le réseau et pourra faire appel à des algorithmes « intelligents » pour en établir les réglages.

Après cette brève introduction, dans une deuxième partie, nous présenterons le sujet de thèse.

Dans une troisième partie, les réseaux de distribution actuels, leurs architectures, leurs schémas, les modes de mise à la terre et les défauts possibles seront décrits.

Une quatrième partie abordera la description du plan de protection actuel et, ensuite, la description des protections utilisées sur les réseaux (majoritairement appliquées dans les réseaux de distribution). Cette partie se termine par un exemple de solutions de protections distribuées déployées chez certains distributeurs étrangers.

Puis la cinquième partie présentera la problématique du sujet de thèse à la lumière des éléments apportés précédemment. Elle présentera des solutions trouvées dans des articles traitant de problèmes connexes au nôtre, notamment pour les réseaux complexes qui ont besoin de solutions de protection adaptées aux futures architectures (qui sont de plus en plus difficiles à protéger à cause de l'insertion de production décentralisée). Nous terminerons par quelques propositions de solutions provenant d'articles et par une conclusion sur le contexte de l'étude.

## 2 Contexte de la thèse et objectifs des travaux

Avec le développement massif de la production décentralisée, essentiellement renouvelable, les méthodes classiques de planification [Pel-07], [Alv-09] et même d'exploitation [Can-00], [Cai-04], [Ram-06], [Ric-06], [Ena-07] des réseaux doivent être revues. Une des problématiques les plus critiques, apparaissant lorsque le taux d'insertion devient important, réside dans le système de protection du réseau. Les protections classiques des départs sont ampèremétriques. Dès que le taux de production locale devient non marginal (typiquement plus de 30% de production) [Erd-11], il peut devenir nécessaire de faire évoluer ces protections vers d'autres technologies, ou, a minima, de modifier leurs réglages [Cai-02]. Par ailleurs, au delà du développement de la production décentralisée, le contexte réglementaire et régulateur actuel incite l'exploitant de réseau de distribution français (ERDF) à améliorer la continuité de service et donc à réduire les temps de coupure. De nouveaux principes de détection [Pha-05] et de localisation de défaut [Pen-06] et de reconfigurations rapides [Ena-07], [Int-08-2], sont investigués dans le but de compléter les outils de conduite des réseaux de distribution du futur.

Tout ce contexte nous amène à réfléchir aux évolutions de l'architecture des réseaux. Bien entendu, il faut aussi compléter ceci avec une refonte du système de protection de l'ensemble du réseau (ceci signifie qu'il faudra coordonner le système de protection des départs qui se secourent mutuellement).

Le concept de réseau de distribution auto-cicatrisant est présent dans l'esprit de beaucoup de chercheurs [Int-08-1]. L'objectif de la thèse est de valider le déploiement des protections en réseaux. L'un des éléments clef du réseau auto-cicatrisant est le système de protection. Dans un réseau qui se reconfigure automatiquement (topologie variable), le système de protection doit s'adapter ou doit être prévu en conséquence. Le réglage actuel des protections repose sur des études menées préalablement et sur la base d'un schéma d'exploitation bien défini. Les changements pour aller vers le réseau auto-cicatrisant (grâce aux protections) sont donc profonds.

L'enjeu du sujet de recherche est de reconcevoir le système de protection du réseau en utilisant de l'intelligence locale et/ou les nouvelles technologies de communication pour le rendre plus souple et mieux adapté à l'insertion non marginale de production décentralisée. Le but avoué de l'insertion de protections dans le réseau est une réduction de la valeur du critère B (indicateur du temps de coupure moyen des clients) et de l'Energie Non Distribuée (END). Le critère B est le ratio entre le temps cumulé de coupures, suite à incidents sur le réseau, subi aux Points de Livraison (PdL) Basse Tension (BT) et le nombre total de PdL BT. Cet indicateur est évalué régionalement, puis une moyenne pondérée nationale est établie. La notion END correspond aux kWh qui auraient été desservis si une coupure n'avait pas eu lieu dans la zone en défaut. L'END peut être estimée à partir de puissance moyenne de consommation estimée au niveau des postes de livraison HTA/BT. Elle peut être calculée pour des coupures fortuites (incident) et pour des coupures programmées (travaux). Cette énergie non distribuée dépend de la puissance non distribuée et, bien sûr, du temps de coupure [Alv-09]. Le distributeur évalue alors un coût associé en tenant compte d'un coefficient de pénalité. Le temps de coupure peut être diminué, entre autres, par le déploiement de protections en réseau. Dans le chapitre II, la partie 2.2 présente une solution d'amélioration du critère B sur la base du déploiement des protections. Dans le cas de réseaux avec des Organes de Manœuvre Télécommandé (OMT) et fonction de reprise (par exemple, celles utilisées dans les réseaux français), l'insertion de protections réduira les coupures brèves (inférieurs à 3 minutes).

### 3 Architecture des réseaux électriques

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité va déterminer la disponibilité de l'énergie électrique, le coût d'investissement et le plan de protection associé. Le choix de l'architecture, au travers de grands choix technologiques, sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique.

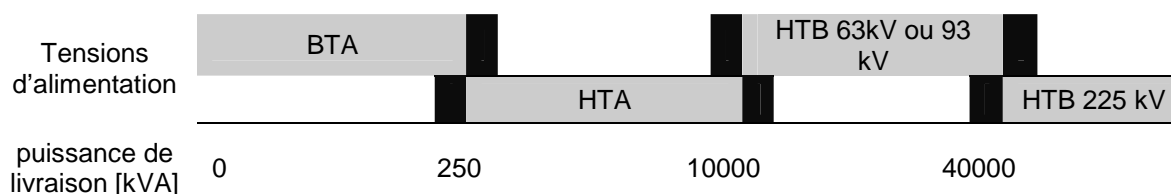
La norme en vigueur en France UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB - pour une tension composée supérieure à 50 kV
- HTA - pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- BTB - pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- BTA - pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- TBT - pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

En France, l'alimentation des clients peut être réalisée, pour le niveau de la tension HTA, en général, à 5,5 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV ou 33 kV. Le fournisseur EDF tend, pour des raisons de coût, à uniformiser les niveaux de tension à 20 kV.

La tension de la source d'alimentation est généralement liée à la puissance de livraison. Le Tableau I-1 indique les niveaux de tension d'alimentation usuellement choisis en France en fonction de la puissance souscrite, [Dec-08].

Tableau I-1 Niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite

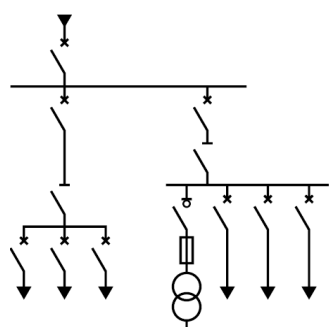


Les caractéristiques locales du réseau de distribution ou les particularités de l'installation électrique du client peuvent entraîner des modifications sur ces choix de niveau de tension.

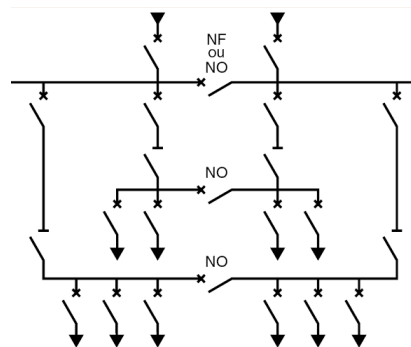
Le Tableau I-2 résume les caractéristiques principales de ces structures et leur comparaison, [Sei-08]. La Figure I-1 présente les différents types d'architectures [Sei-08].

Tableau I-2 Caractéristiques des architectures

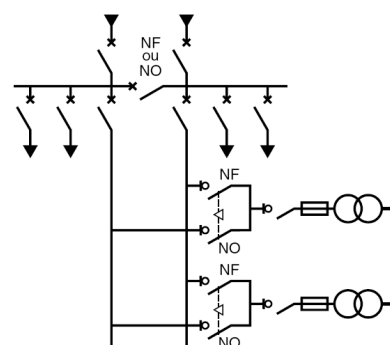
Architecture	Utilisation	Avantages	Inconvénients
Radiale	Simple antenne	Processus peu exigeant en continuité de service  Structure la plus simple Facile à protéger Coût minimal	Faible disponibilité d'alimentation Temps de coupure sur défaut long Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne
	Double antenne	Processus continu : sidérurgie, pétrochimie  Bonne continuité d'alimentation Maintenance possible du jeu de barres du tableau principal	Solution coûteuse Fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance
	Double dérivation	Réseaux urbains Extensions futures limitées  Bonne continuité d'alimentation Simplicité des protections	Nécessité de fonctions d'automatisme
	Double jeu de barres	Processus à grande continuité de service Processus avec forte variation des charges  Bonne continuité d'alimentation Souplesse d'utilisation : transferts sans coupure Souplesse de maintenance	Solution coûteuse Nécessité de fonctions d'automatisme
En boucle	Boucle ouverte	Réseaux très étendus Extensions futures importantes Charges concentrées sur différentes zones d'un site  Moins coûteux que la boucle fermée Simplicité des protections	Coupure d'alimentation d'un tronçon sur défaut pendant reconfiguration de boucle Nécessité de fonctions d'automatisme
	Boucle fermée	Réseaux à grande continuité de service Réseaux très étendus Charges concentrées sur différentes zones d'un site  Bonne continuité d'alimentation Pas de nécessité de fonctions d'automatisme	Solution coûteuse Complexité du système de protection
Production interne d'énergie	Production locale	Sites industriels avec processus auto producteur d'énergie Ex. : papeterie, sidérurgie  Bonne continuité d'alimentation	Solution coûteuse
	Remplacement (normal/secours)	Sites industriels et tertiaires Ex. : hôpitaux  Bonne continuité d'alimentation des départs prioritaires	Nécessité de fonctions d'automatisme



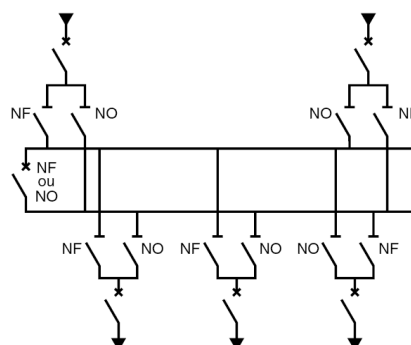
a - simple antenne



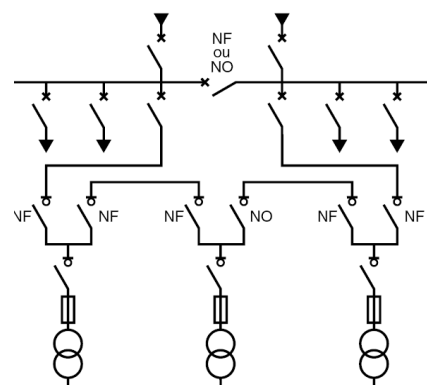
b - double antenne



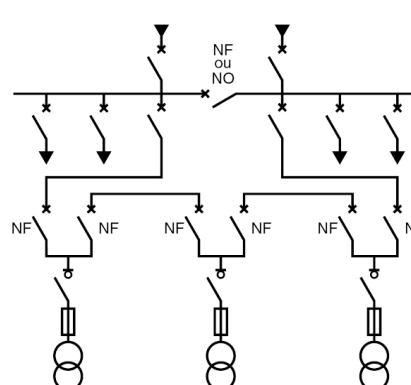
c - double dérivation



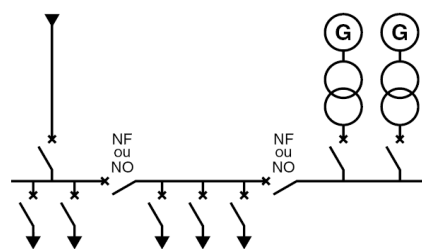
d - double jeu de barres



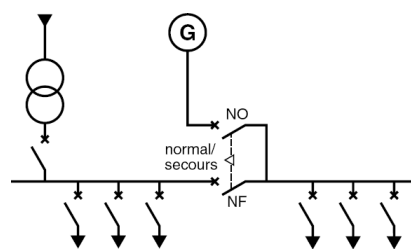
e - Coupure d'artère : Boucle ouverte



f - Coupure d'artère : Boucle fermée



g - Productions locales



h - Production de secours

Figure I-1 Architectures des réseaux



Dans la suite, nous présentons les postes source, les réseaux HTA, les régimes de neutre et les défauts.

### 3.1 Le poste source HTB-HTA

Dans cette thèse, nous considérons le plan de protection du transformateur HTB-HTA jusqu'aux postes de distribution publique et aux divers clients HTA.

Les postes sources comportent les transformateurs HTB-HTA, des protections, une sur la partie HTA avant le jeu de barres (sur l'arrivée), et après le jeu de barres, une sur chaque départ. Le type de ces protections dépend du type de défaut contre lequel elles protègent le réseau.

Ainsi, l'élément de base du système de protection est la protection ampèremétrique (§4.2.1). La Figure I-2 présente un simple schéma d'un poste source avec les protections afférentes pour le jeu de barres HTA.

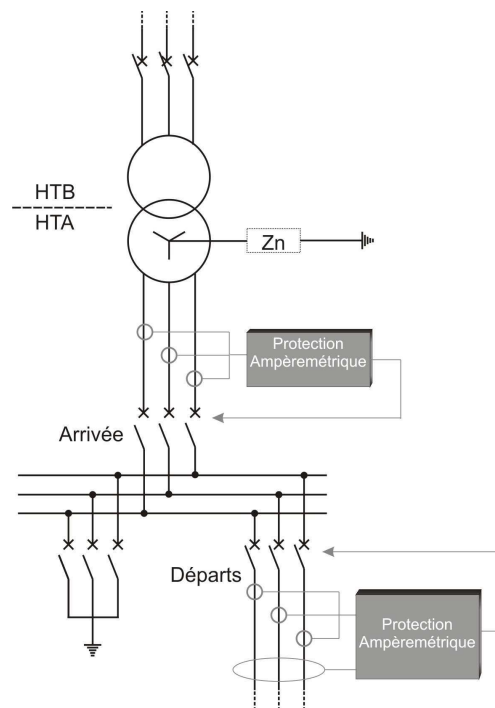


Figure I-2 Poste de transformation et ensemble des protections du jeu de barres du Poste Source

### 3.2 Les réseaux HTA

Les réseaux HTA sont composés de tableaux et de liaisons alimentant ces tableaux. Nous allons tout d'abord étudier les différents modes d'alimentation des tableaux, puis les différentes structures des réseaux permettant d'alimenter ces tableaux.

## Grandeurs caractéristiques des réseaux HTA de 20 kV

Les réseaux HTA doivent avoir une puissance de court-circuit,  $P_{cc}$ , supérieure à 40 MVA à la sortie du poste source (parce que, par exemple, les courants de court-circuit sont suffisants, ici uniquement 900 A et les chutes de tension sont acceptables sur une variation de puissance).

Le nombre de transformateurs HTB/HTA est souvent de 2 en rural et de 3 en urbain. La puissance maximale admise par départ est de 5 MVA en rural où les contraintes sont surtout des contraintes de tension, et 6 MVA en urbain où les contraintes sont surtout des contraintes de courant admissible et de  $P_{cc}$ . Cette valeur est imposée par la limite de 400 A sur les cellules « départ » du poste source et le choix de câbles (en fonction d'un calcul technico-économique pour la section minimale qui permet, sans échauffement dangereux, le passage d'un courant électrique maximal correspondant à la puissance appelée). Le calcul technico-économique repose sur une optimisation du coût (investissement+pertes). Le résultat obtenu aboutit dans la majorité des cas à un courant nominal bien au delà du courant maximum transitant dans le câble. Dans les zones rurales, la longueur moyenne d'un départ est d'environ 55 km et le produit maximal accepté d'un départ  $P \cdot L$ <sup>1</sup> (puissance x longueur, image de la puissance dans la zone coupée) est de 100 MVA·km. Par contre, dans les zones urbaines, la densité de puissance rend inutile les limitations de ces valeurs. La notion de produit  $P \cdot L$  est mise en œuvre pour positionner les organes de manœuvre (actuellement OMT voire des protections dans le futur).

Le nombre d'organes de coupure (non télécommandés) dépend du type du réseau et de la distribution de la charge. Généralement, ils sont situés aux ramifications dans le cas d'un réseau radial ou à chaque poste, en amont et en aval pour les réseaux en coupure d'artère.

Dans les réseaux urbains, la section des câbles récents est généralement de 150 ou 240 mm<sup>2</sup>. Les autres conducteurs ont souvent des sections de 95 mm<sup>2</sup>. Dans les réseaux ruraux, les conducteurs peuvent avoir des sections de 240 mm<sup>2</sup>, mais seulement à la sortie du poste source. Pour les conducteurs aériens, on trouve des sections de 148mm<sup>2</sup> ou 75 mm<sup>2</sup> pour les liaisons principales et de 54 mm<sup>2</sup> pour les liaisons secondaires (celles qui relient le réseau aux charges dispersées). Notons que la plupart des lignes sont aériennes dans les zones rurales et en câbles souterrains dans les zones urbaines. La politique actuelle est d'enfouir les conducteurs pour une meilleure qualité de service. Le distributeur donc fait des modifications continues de son réseau ainsi que des mutations des postes

---

<sup>1</sup> Pour les réseaux avec conducteurs aériens et souterrains, il faut prendre en compte la fiabilité de câbles, alors  $L$ , la longueur du conducteur, devient

$$L_{aer} = l_{aer} + l_{sout} \cdot \frac{Taux\_incidents\_aer}{Taux\_incidents\_sout} \text{ et } L_{sout} = l_{sout} + l_{aer} \cdot \frac{Taux\_incidents\_sout}{Taux\_incidents\_aer}$$

sources ruraux en neutre compensé, pour faire face aux courants capacitifs de plus en plus importants

La réactance des lignes aériennes HTA [ $\Omega/\text{km}$ ] peut avoir des valeurs de 0,30 données par la norme NF C13-205, [Nfc-94] ou 0,35 (habituellement utilisée). Pour les sections usuelles en alliage d'aluminium, montrées dans le Tableau I-3, les valeurs ont été obtenues selon la méthode de la norme CEI 60909-2, [CeI-08]. Ce tableau présente les caractéristiques de quelques types des lignes aériennes en alliage d'aluminium et qui respectent la norme NF C 34 – 125, [Nfc-76].

Tableau I-3 Caractéristiques des lignes aériennes HTA

Section [mm <sup>2</sup> ]	Réactance [ $\Omega/\text{km}$ ]	$R_{20^\circ\text{C}}$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	$R_{35^\circ\text{C}}$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	$I_{\text{max été}}$ [A]	$I_{\text{max hiver}}$ [A]	Intensité maximale admissible lors d'un court-circuit de 1s [kA]
34.4	0.39	0.938	0.994	84	145	2.6
54.6	0.38	0.591	0.627	109	190	4.2
75.5	0.375	0.427	0.453	130	240	5.8
117	0.365	0.276	0.293	165	315	8.9
148	0.36	0.218	0.231	187	365	11.3
228	0.35	0.141	0.15	233	480	17.4

La relation entre le courant de court-circuit maximal admis et la section  $S$  de la ligne pendant un temps  $t$  de court-circuit est :  $I_{cc} = 76.4 \cdot \frac{S}{\sqrt{t}}$  [Sic-01].

La capacité des lignes aériennes est usuellement prise égale à 5 pF/m. Les câbles souterrains ont des capacités homopolaires plus importantes (de 0.155  $\mu\text{F}/\text{km}$  pour une section de 50 mm<sup>2</sup> jusqu'à 1.169  $\mu\text{F}/\text{km}$  pour une section de 630 mm<sup>2</sup>). Les valeurs des courants admissibles et les résistances de câbles souterrains sont plus proches des valeurs des lignes aériennes.

### 3.3 Les défauts dans les réseaux de distribution

Les défauts dans un réseau électrique peuvent avoir différentes origines :

- mécanique (une rupture de conducteurs ou une liaison électrique accidentelle entre deux condensateurs par un corps étranger) ;
- électrique (une dégradation de l'isolement entre phases ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite à des surtensions à cause de manœuvres ou coups de foudre) ;
- humaine, par exemple la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

Quatre valeurs caractéristiques du courant de court-circuit sont à déterminer :

- la **valeur crête du courant de court-circuit maximal** (valeur de la première crête de la période transitoire) qui détermine :
  - le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs,
  - la tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage ;
- la **valeur efficace du courant de court-circuit maximal** correspond à un court-circuit triphasé symétrique à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure. Souvent, on rajoute une notion temporelle (au bout de 250 ms, en conformité avec CEI 909). Cette valeur détermine :
  - le pouvoir de coupure des disjoncteurs et des fusibles ;
  - la contrainte thermique qu'ils doivent supporter.
- la **valeur minimale des courants de court-circuit entre phases** correspond à un court-circuit biphasé (si la part de production décentralisée est faible) au point le plus éloigné électriquement de la source et est indispensable pour le choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles ou pour le réglage des seuils des protections à maximum de courant, notamment lorsque la protection des personnes repose sur le fonctionnement des dispositifs de protection à maximum de courant phase.
- la **valeur du courant de court-circuit monophasé terre** qui dépend du régime de neutre et qui détermine le réglage des protections contre les défauts à la terre.

Les différents types de défaut peuvent être :

- monophasé – détection au niveau des départs – 70 à 80% des défauts permanents sur les réseaux HTA ;
- polyphasé (biphasé ou triphasé) – par l'intermédiaire de la terre ou non - détection au niveau des départs et sur le réseau.

On effectue généralement le classement des défauts en fonction de leur durée. Cette dernière a un impact sur le comportement des protections. On distingue les défauts :

- auto extincteurs – ils disparaissent naturellement avant le fonctionnement des protections et ont une durée inférieure à environ 100 ms ;
- fugitifs - ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service après une ouverture d'environ 0,3 s ou par le disjoncteur shunt – réenclencheur (les mécanismes de réenclenchement ouvrent et ferment le circuit afin d'éliminer les défauts créés par le contact d'objets qui sont détruits au passage du courant de court-circuit)<sup>2</sup>;

---

<sup>2</sup> Ce type de mécanisme de réenclenchement n'existe que sur les départs aériens ruraux.

- semi permanents – ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1er ou du 2ème réenclenchement lent ;
- permanents – ils ne sont pas éliminés par les réenclenchements mais par le fonctionnement des protections et nécessitent alors une intervention de l'exploitant ;
- évolutifs – défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé (accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients) ;
- intermittents – les plus difficiles à détecter – ce sont des défauts monophasés de durée de 10 à 20 ms qui se réamorcent selon une période généralement comprise entre 100 et 200 ms (défauts auto extincteurs réamorçants).

Une statistique faite sur les probabilités d'apparition des différents types de défauts est présentée dans le Tableau I-4 [Ray-02].

Tableau I-4 Statistiques de défauts

Types des défauts		pourcentage	Pourcentage total
Non permanent	Monophasé	76%	96.6%
	Biphasé isolé	3%	
	Biphasé terre	4%	
	Triphasé	8%	
	Evolutif	4%	
	Double	5%	
Permanent	Monophasé	67%	3.4%
	Biphasé isolé	5%	
	Biphasé terre	4%	
	Triphasé	7%	
	Evolutif	17%	

Dans la suite, nous présentons les différents moyens de connecter le neutre du transformateur HTB/HTA à la terre (isolé, par résistance, par réactance faible, réactance de compensation et direct à la terre).

### 3.4 Les régimes de neutre

On appelle régime de neutre la manière dont est connecté le point neutre du secondaire du transformateur HTB/HTA.

#### L'Impédance de mise à la terre

La nature (capacité, résistance, inductance) et la valeur (zéro à l'infini) de l'impédance  $Z_N$  de liaison entre neutre et terre influencent le potentiel du point neutre. Ainsi, on peut rencontrer l'un des cinq cas suivants :

- $ZN = \infty$  : neutre isolé, pas de liaison intentionnelle (Autriche, Belgique, Suisse, Italie, Finlande, Espagne) [Cir-03]
- $ZN$  est une résistance de valeur plus ou moins élevée, (en France, souvent  $40 \Omega$  pour le réseau HTA).
- $ZN$  est une réactance de valeur faible en général, (en France, souvent  $12 \Omega$  résistifs en série avec une inductance de  $12 \Omega$  pour le réseau HTA).
- $ZN$  est une réactance de compensation, destinée à compenser la capacité du réseau (proche du neutre isolé). Un départ est compensé si le courant capacitif dépasse 100 A et s'il y a plus de 5 km de lignes aériennes,
- $ZN = 0 \Omega$  : le neutre est relié directement à la terre.

Le choix du régime de neutre est lié au mode d'exploitation du réseau lorsqu'il est en défaut. Ainsi un régime de neutre isolé (ou compensé) permet un fonctionnement à défaut monophasé maintenu (premier défaut apparu). Ainsi la difficulté à détecter le défaut monophasé sera à l'image de la réduction du courant de terre et donc dépendant du régime de neutre choisi. Quelques caractéristiques de ces mises à la terre du neutre sont présentées dans l'Annexe 1.

Dans la suite, nous présentons les différents types de protections et décrivons le système de protection.

## **4 Protections des réseaux électriques**

Dans cette partie du chapitre, nous présentons une description du système de protection, les différents types de protections avec leurs réglages et leur sélectivité afférente. A la fin du sous chapitre, nous décrivons quelques caractéristiques des plans de protection utilisés en dehors de la France. L'Annexe 2 présente la nomenclature des différentes fonctions de protection.

### **4.1 Description du système de protection sur un réseau moyenne tension**

Un système de protection repose sur la structure globale du réseau électrique et coordonne ses différents éléments de protection. Les protections individuelles se composent d'une chaîne constituée des éléments suivants (Figure I-3) :

- capteurs de mesure – de courant et de tension – qui fournissent les informations nécessaires à la détection des défauts,
- relais de protection, qui surveillent en permanence l'état électrique du réseau et qui élaborent des ordres de commande au circuit de déclenchement,

- appareillages qui ont le rôle de coupure : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

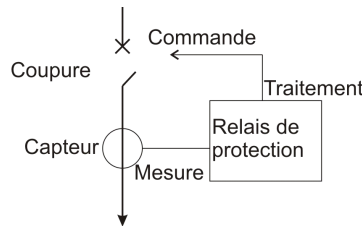


Figure I-3 Chaîne de protection

Un système de protection doit :

- préserver la sécurité des personnes et des biens ;
- éviter la destruction partielle ou totale des matériels ;
- assurer la meilleure continuité de fourniture possible.

On définit alors les dispositifs de protections contre ([Pin-98], [Cha-09]) :

- les courts-circuits, entre phases et phase-terre ;
- les surcharges ;
- les perturbations de tension et électromagnétiques :
  - les surtensions à fréquence industrielle ;
  - les surtensions d'origine atmosphérique ;
  - les perturbations électromagnétiques.

Un plan de protection est donc l'ensemble des dispositions pour :

- éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux du reste du système électrique par un organe de coupure ;
- éliminer un défaut par une protection et assurer éventuellement la protection de secours (redondance des protections) ;
- protéger certains matériels spécifiques : transformateurs, lignes/câbles HTA, gradins de condensateurs HTA, entre autres ;
- permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité) pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs.

Les qualités d'un plan de protection sont les suivantes :

- la sensibilité ;
- la sélectivité ;
- la rapidité ;
- la fiabilité ;
- la simplicité ;

- le coût.

Le plan de protection doit être organisé afin de permettre la sélection et l'élimination des défauts d'isolement de toutes formes. Il doit permettre de distinguer l'élément défectueux parmi les éléments de réseaux suivants :

- départs HTA ;
- jeux de barres HTA ;
- transformateurs HTB/HTA et leurs liaisons aux jeux de barres HTA.

Ces protections sont alors organisées en cascade suivant ces trois niveaux.

De plus, il faut ajouter :

- les protections contre les défauts résistants (des défauts très résistants ne sont pas « vus » par les protections de phase, mais, fréquemment ils évoluent, dans le temps, en défauts moins résistifs);
- les protections des tableaux HTA ;
- les protections du transformateur HTB/HTA ;
- l'élimination des défauts par le fonctionnement du disjoncteur shunt.

## 4.2 Les différents types de protections

Les protections sont utilisées pour détecter et isoler tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique. La fonction de protection est réalisée par des relais ou des appareils multifonctions, qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau à des seuils réglables. En fonction du type de protection, les grandeurs mesurées par les capteurs peuvent être : courant, tension, fréquence et les grandeurs calculées peuvent alors être : puissances, impédances. Lorsque la mesure dépasse le seuil, la protection donne des ordres d'action comme l'ouverture du disjoncteur, après une temporisation. Cette temporisation est la somme du temps de coupure du disjoncteur (temps de mesure, de calcul de l'algorithme, de réponse de l'appareil et le temps d'élimination de l'arc), des tolérances de temporisation (marge de sécurité afin d'éviter les doubles déclenchements). Cette chaîne d'actions est présentée dans la Figure I-4.

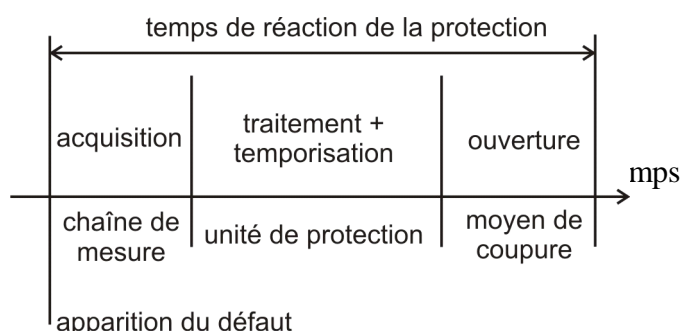


Figure I-4 Décomposition du temps de réaction d'une protection



Nous listons dans la suite quelques algorithmes de protection.

### 4.2.1 La protection ampèremétrique

Les protections ampèremétriques mesurent la valeur de courant de phase ou de terre. C'est pourquoi il existe des protections à maximum de courant phase et des protections à maximum de courant terre. Ces deux types de protections ampèremétriques peuvent aussi être munies d'une fonction de directionnalité.

#### Les protections à maximum de courant phase (code ANSI 50 ou 51)

Ce type de protection est utilisé pour détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La grandeur mesurée est alors le courant. Lorsqu'un, deux ou trois des courants concernés dépassent la consigne correspondant au seuil, la protection devient active et déclenche. La protection peut être utilisée avec une temporisation qui bloque la commande de déclenchement pendant un temps égal à la temporisation sélectionnée (de fonctionnement). Suivant le calcul de la temporisation en fonction du courant mesuré, il existe des protections à temps indépendant (ou constant) et à temps dépendant (ou inverse).

- Les protections à temps indépendant ont une temporisation constante, indépendante de la valeur du courant. La courbe de déclenchement est simple et définit une zone de fonctionnement limitée à gauche par le seuil de fonctionnement en courant,  $I_S$  - seuil de courant, et en bas par le retard de fonctionnement de la protection,  $T$  - temporisation, Figure I-5.

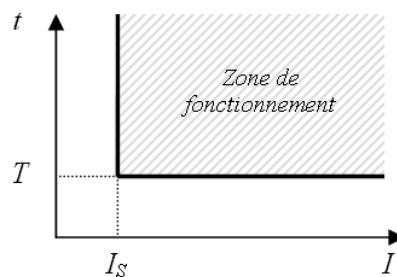


Figure I-5 Protection à temps indépendant

- Les protections à temps dépendant ont une temporisation dépendant du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. On l'appelle inverse parce que le retard diminue avec l'augmentation du courant mesuré, à l'image de la fusion d'un fusible en fonction de la surintensité qui le parcourt, Figure I-6.

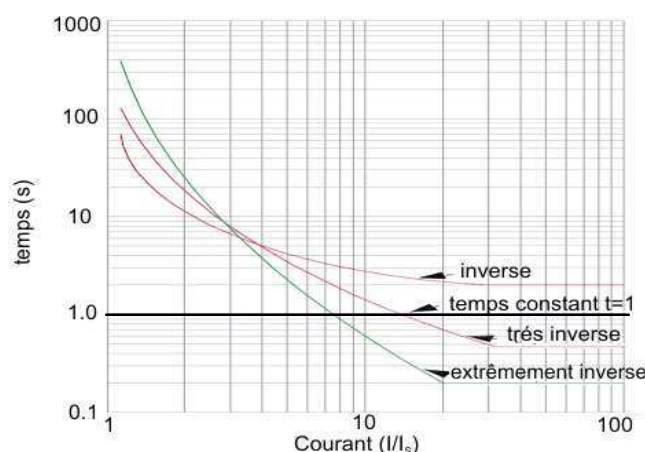


Figure I-6 Protection à temps dépendant

La norme CEI 255-3 fournit les formules et valeurs de calcul pour des différents types de courbes : extrêmement inverse, très inverse, inverse. La équation (I-1) comporte des paramétrés réglables ( $k$  – le multiplicateur de temps et  $I_s$  - le courant de seuil), un paramètre mesuré ( $I$  – le courant de défaut mesuré par le capteur après le transformateur de courant) et des paramétrés imposé pour chaque type de courbe ( $\alpha$  et  $\beta$  présentés dans le Tableau I-5).

$$t = \frac{k \cdot \beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \quad (I-1)$$

Tableau I-5 Courbes de déclenchement typiques des protections à temps dépendant

Caractéristiques de courbes		inverse	très inverse	extrêmement inverse
Paramètres imposé	$\alpha$	0.14	13.5	80
	$\beta$	0.02	1	2

Les protections ampèremétriques à temps constant ou indépendant sont inadaptées pour un réseau avec le neutre compensé pour un défaut monophasé [Pre-98]. Nous verrons dans le §4.2.4 quelles sont les protections qui les remplacent. Si on ajoute une fonction d'évaluation du sens du courant de phase, ces protections deviennent **directionnelles (code ANSI 67)**. Le fonctionnement de cette protection est présenté dans l'Annexe 3.

### Les protections à maximum de courant terre (code 67 N, 67 NC, 50N ou 51N, 50G ou 51G)

Les protections ampèremétriques de terre sont utilisées pour détecter les défauts à la terre. Elles sont activées lorsqu'il y a un courant résiduel qui circule dans la terre. En régime de fonctionnement normal, le courant résiduel  $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$  est quasi nul. Lors d'un

défaut, il donne une image du courant de défaut qui passe par la terre (dans les cas des réseaux sans neutre distribué). Comme la protection de phase, le principe de protection de terre est simple ; si la valeur mesurée de courant dépasse le seuil pendant une durée égale à la temporisation choisie, la protection est activée. Le courant résiduel peut être mesuré par :

- un transformateur de courant de type tore pour les trois conducteurs qui mesurent un flux magnétique  $\phi_{rsd} = \phi_1 + \phi_2 + \phi_3$ . Ce flux est proportionnel au  $I_{rsd}$  parce que chaque flux magnétique composant est proportionnel au courant correspondant.
- trois transformateurs de courant, qui mesurent chaque courant de phase, connectés en parallèle afin d'obtenir la somme vectorielle.

Ces protections peuvent être à temps dépendant ou indépendant comme les protections à maximum de courant de phase. Le fonctionnement de la protection à maximum de courant terre est présenté dans l'Annexe 4.

#### 4.2.2 La protection différentielle

Le principe de la protection différentielle consiste à comparer les courants aux deux extrémités de la zone surveillée (Figure I-7). Les différences entre ces courants sont détectées et la protection signale la présence de défaut. Elle est intrinsèquement sélective en ne détectant que les défauts internes et pas les défauts externes. La protection différentielle est avantageuse parce qu'elle peut détecter des courants de court-circuit inférieurs au courant nominal et aussi parce que la temporisation peut être très faible. Elle peut protéger une zone de réseau (un ou plusieurs câbles), un jeu de barres ou un transformateur.

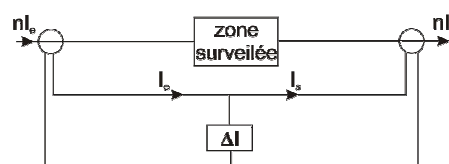


Figure I-7 Le principe de fonctionnement de la protection différentielle

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté (courant magnétisant de transformateur, courant capacitif de ligne, courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant).

Il y a plusieurs types des protections différentielles [Pre-98] :

- à haute impédance ;
- à fil pilote de câbles ;
- pour les transformateurs.

### 4.2.3 La protection de distance

On utilise un relais capable de mesurer l'impédance d'une ligne instantanément. En effet, l'impédance d'une ligne électrique est proportionnelle à sa longueur.

Le principe de base de la protection de distance implique la division de la tension au point de mesure par le courant mesuré. Par exemple l'impédance apparente ainsi calculée est comparée avec l'impédance de la ligne  $Z_L$ . Si l'impédance mesurée est inférieure à  $Z_L$  (soit de 0 à 100 %), on suppose qu'il y a un défaut sur la ligne entre le relais et l'extrémité de la ligne ainsi protégée.

Dans le cas des réseaux maillés, on peut utiliser des protections de distance qui protègent chaque ouvrage. Nous présentons la logique de distance utilisée par ces protections dans le §4.3.2.

### 4.2.4 La protection wattmétriques homopolaire

Dans le cas de **mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation**, le courant dans le neutre, en cas de défaut monophasé, a deux composantes l'une active et l'autre réactive qui compense le courant capacitif homopolaire. Si cette composante réactive est du même ordre de grandeur que le courant capacitif et si la composante active est faible, le courant de défaut sera fortement réduit. Le courant vu par la protection du départ en défaut peut être inférieur en module à celui vu sur un départ sain. Cela signifie que les protections à critère ampèremétrique, qu'elles soient à temps constant ou à temps dépendant, sont inadaptées. Lorsque le courant de défaut maximal est inférieur à quelques dizaines d'ampères, les défauts monophasés à la terre, fugitifs et semi permanents (environ 90 %) deviennent auto extincteurs.

Les protections wattmétriques homopolaires sont installées sur les arrivées des jeux de barre et sur les départs HTA (en cas de départs fortement capacitifs ou de mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation).

Le fonctionnement repose sur le fait que, lors d'un défaut, dans les départs sains, ne circulent que des courants résiduels résultant de leurs capacités homopolaires et seul le départ en défaut "voit" circuler un courant actif homopolaire. En effet, en parallèle de la bobine de compensation, il y a une résistance de mise à la terre qui crée ce courant actif. Les critères de fonctionnement peuvent être :

- la puissance wattmétrique homopolaire :  $V_0 I_0 \cos \varphi$
- le courant actif homopolaire :  $I_0 \cos \varphi$ . Son fonctionnement est similaire à celui des protections terre (67N), mais, en plus, il est nécessaire de connaître l'angle.

$\varphi$  est l'angle entre  $I$  et  $V$ , ou bien, entre  $I$  et la droite passant par  $V$ . Ce type de protection est sensible au courant résiduel actif circulant sur le départ qu'elle protège. La Figure I-8 présente sa caractéristique dans le plan  $I_{P0} - I_{Q0}$  (courant résiduel actif- courant résiduel

réactif). Si  $I_{r1}$  est l'intensité résiduelle du départ en défaut et  $I_{r2}$  est l'intensité résiduelle dans les départs sains et que la protection fonctionne lorsque le courant résiduel a la composante  $I_{r1} \cdot \cos \varphi_1 > seuil$ , on peut rencontrer deux problèmes :

- Déclenchement intempestif d'un départ sain résultant d'un réglage trop bas du seuil si  $\Delta\varphi_2$  est trop importante et  $I_{r2}^{mesuré} = I_{r2} \cdot \cos(\Delta\varphi_2) > seuil$ . Le  $\Delta\varphi$  est la différence entre l'angle de la valeur mesurée ( $I_r^{mesuré}$ ) et celui de l'intensité résiduelle ( $I_r$ ).
- Non déclenchement du départ en défaut résultant d'un courant résistif trop faible si  $I_{r1}^{mesuré} = I_{r1} \cdot \cos(\varphi_1 + \Delta\varphi_1) < seuil$

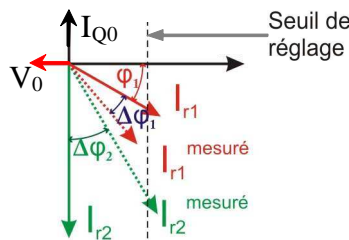


Figure I-8 Caractéristique d'une protection wattmétrique homopolaire

La sensibilité de la protection dépend des trois éléments suivants :

- seuil de la protection,
- courant actif généré par l'impédance de mise à la terre du neutre,
- courant réactif résultant du désaccord entre le courant réactif (selfique) de l'impédance de mise à la terre du neutre et la capacité homopolaire des phases saines du réseau.

#### 4.2.5 Les protections voltmétrique homopolaires

Le principe de fonctionnement est simple : lorsqu'un défaut à la terre apparaît, la tension homopolaire, qui était nulle, devient importante. Si on mesure la tension homopolaire, on peut détecter la présence d'un défaut à la terre. Le réglage est exprimé en pourcentage de la valeur nominale de la tension simple (10-20%). Le relais voltmétrique homopolaire est connecté à un générateur de tension homopolaire (transformateur avec le secondaire en triangle ouvert, voir Figure A-15 de l'Annexe 4).

Elle a quelques inconvénients :

- sélectivité très faible
- sensibilité moyenne

Les protections sont utilisées par les producteurs autonomes et les clients HTA et en association avec d'autres protections pour les réseaux à neutre compensé.

### 4.3 Réglages et sélectivité

Après avoir abordé les principales familles de protection, nous allons maintenant considérer la manière de réaliser le plan de protection c'est-à-dire comment régler en cohérence les différentes protections d'un réseau.

#### 4.3.1 Réglage des protections d'un départ

Après avoir décrit les différents types de protections utilisables, nous allons aborder la partie associée aux réglages et à la coordination des protections entre elles. Pour ce faire, nous allons expliquer ce qui est fait actuellement dans les postes sources d'ERDF.

Considérons ce qui est attendu par le cahier des charges du fonctionnement de la protection en tête de départ dans le cas d'une surintensité.

Si la durée du défaut est inférieure à 60 ms, la surintensité n'est pas prise en compte. Mais si cette durée dépasse 100 ms, la surintensité est systématiquement prise en compte. Entre 60 ms et 100 ms la surintensité peut être prise en compte alors la protection peut déclencher.

La temporisation du départ est  $t_{\text{depart}} = 0,5$  s. Cette temporisation est le résultat du temps d'élimination des clients HTA (0,2 s, [Nfc-01]) augmenté de l'intervalle de la sélectivité (environ 0,3 s).

#### Le réglage palier 86 (EPAMI + EPATR)

La notation EPAMI représente l'Ensemble de Protections A Maximum d'Intensité à temps constant et EPATR représente l'Ensemble de Protections Ampèremétriques homopolaires de Terre Résistante à temps dépendant.

Le fonctionnement du système de protection par EPAMI d'un départ est le suivant :

- émission par la protection d'une information « surintensité »,
- traitement de cette information par un calculateur,
- en cas de persistance de l'information surintensité, la protection elle-même agit sur le disjoncteur en provoquant son ouverture.

Cette temporisation est égale à la temporisation introduite dans le « calculateur » soit 0,3 s afin de permettre un premier secours.

Elles se trouvent dans le poste source en protégeant les têtes de départ et aussi les jeux de barres.

Le fonctionnement par EPATR est similaire mais ne nécessite pas de réglage : un décalage de 0,3 s existe par construction entre l'ordre de déclenchement fourni au calculateur (équivalent à la « surintensité » délivrée par l'EPAMI) et l'ordre de déclenchement donné directement par l'EPATR.

La protection EPATR est inhibée pendant 150 ms, ceci pour éviter des signalisations intempestives lors de phénomènes climatiques en réseau.

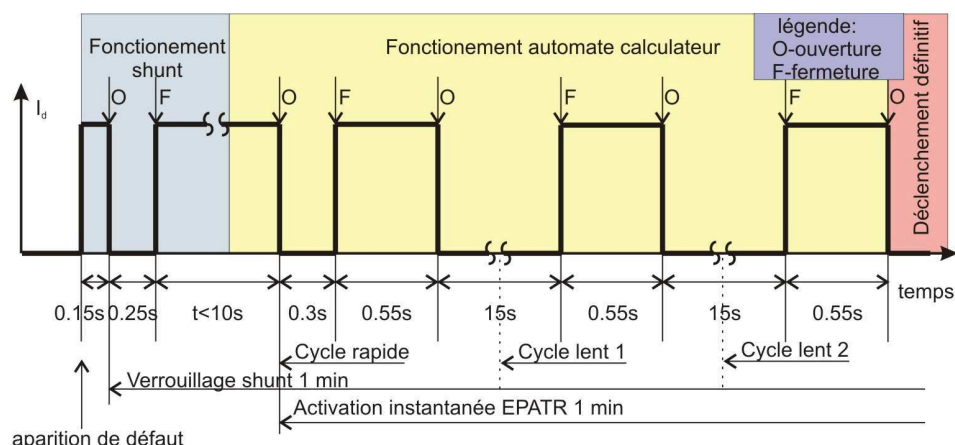


Figure I-9 Chronogramme du fonctionnement du disjoncteur réenclencher de l'EPATR pour un défaut supérieur à 15 A et inférieur au réglage du relais homopolaire du départ.

Ces ensembles (EPAMI et EPATR) sont utilisés actuellement par ERDF. Ces deux systèmes constituent la clef de voûte du système de protection des réseaux actuels (hors neutre compensé). Notons que, dans les réseaux avec un régime de neutre compensé, les protections ampèremétriques ne sont plus utilisables pour les défauts monophasés car le courant homopolaire de défaut est faible par rapport aux seuils de réglage des courants de phase. De même, dans le cas de réseau avec beaucoup de capacitif, lors du court-circuit, un courant capacitif important circule par les lignes saines et peut alors faire déclencher les protections (Figure I-10 à droite).

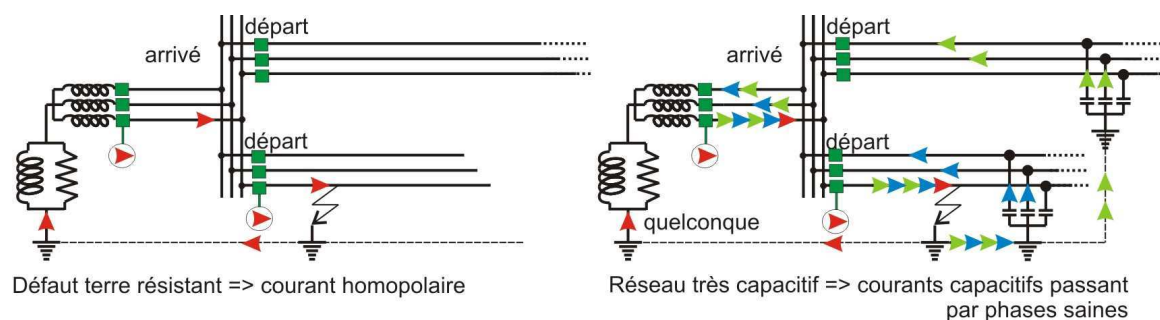


Figure I-10 Cas d'usage d'EPATR, limites de détection

C'est pourquoi des protections wattmétriques homopolaires sont utilisées en France.

Dans le réseau HTA, les consommateurs ont des protections réglées à 200 ms (d'après les constructeurs d'équipement de protection, [Als-11] qui respectent les spécifications des normes d'aujourd'hui, NF C13-100, [Nfc-01]). On a vu dans le §4.2 que le réglage d'une protection en amont peut dépendre du réglage de la protection en aval. Le plan de protection

donne alors la corrélation avec les protections voisines. Il faut donc étudier les deux côtés du réseau et leurs influences sur le plan de protection du réseau de distribution.

Notons aussi que dans le cas des réseaux de distribution publique français, la protection en tête de départ s'ouvre à l'issue d'une temporisation avec, le cas échéant, des cycles de ré-enclenchement pour éliminer les défauts fugitifs ou auto-extincteurs. Le départ est alors hors tension.

Les réglages des protections d'une arrivée sont présentés dans l'Annexe 5.

### **Protection ampèremétrique de phase**

Les relais doivent être réglés en intensité à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé sans contact à la terre pour la position du défaut la plus impédante.

Les protections, EPAMI, sont réglées en utilisant l'équation (I-2):

$$1,3 \cdot I_{ntc} < I_r < 0,8 \cdot I_{ccb} \quad (I-2)$$

La marge inférieure est fixée par rapport au démarrage des machines asynchrones qui peuvent demander jusqu'à plus 30% de courant nominal ( $I_{ntc}$ ), ainsi que lors de grands froids, le déclenchement de nombreux convecteurs (*cold peak load*) chez les particuliers suite à une déconnection longue du départ. Pour éviter les erreurs de calcul (effet des transformateurs de mesure) et les déclenchements intempestifs associés, on ne dépasse pas 80% du courant minimal biphasé, ( $I_{ccb}$ ), afin d'être sûr de détecter ces défauts. Le seuil de réglage,  $I_r$ , doit donc être compris entre ces deux limites.

### **Protection ampèremétrique homopolaire à temps constant**

Lorsqu'un départ est le siège d'un défaut monophasé, son relais homopolaire est traversé par un courant  $I_{0r}$  qui varie en fonction de la résistance du défaut, de l'impédance de mise à la terre du neutre HTA, de la tension HTA et de la capacité homopolaire du réseau. Le réglage ne peut être inférieur à 6 % du calibre des transformateurs de courant en raison de la saturation de ces derniers lors des réenclenchements. Le réglage  $I_{0r}$  doit être supérieur à la valeur du courant résiduel  $3 \cdot I_0$  du départ lorsqu'un défaut franc apparaît sur un autre départ, voir l'équation (I-3).

$$I_{0r} > k \cdot (3 \cdot I_0) \text{ où } k = 1,2 \text{ et } I_0 = 3 \cdot j \cdot C \cdot \omega \cdot V \quad (I-3)$$

Nous avons noté C la capacité totale du départ concerné.

### **Protection Wattmétrique homopolaire**

Le réglage pratiqué dans les réseaux HTA est inspiré de la Basse Tension (BT). Pour le cas BT, nous avons la puissance  $P_{BT}=0,4 \text{ W}$  (avec la sensibilité 5 A à 10 A sur les types de mise à la terre actuels). La Figure I-11 montre des sensibilités en HTA pour 0,4 W en BT.



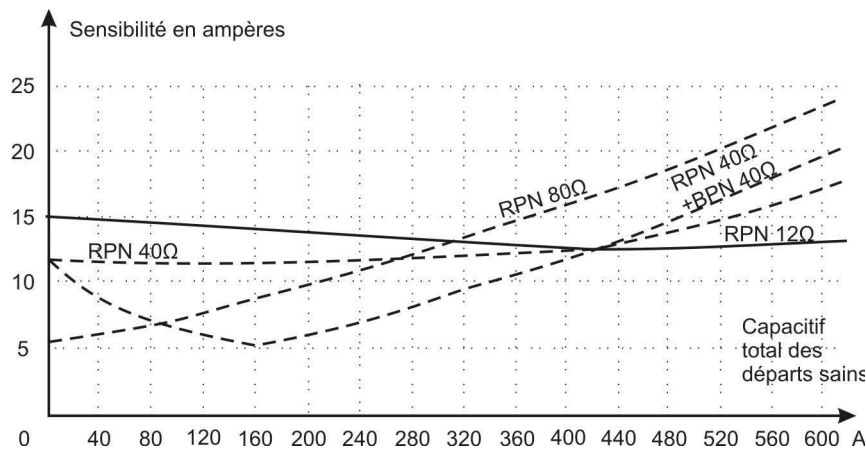


Figure I-11 Exemples de sensibilité en HTA pour 0,4 W en BT

Pour le cas HTA, la protection wattmétrique homopolaire est réglée à  $P_{HTA}=8 \text{ kW}$  car l'équation de la puissance est celle dans l'équation (I-4) (où le rapport du transformateur de tension,  $k_{TT}$ , est de 200 et le rapport du transformateur de courant,  $k_{TC}$ , est de 100).

$$P_{HTA} = 0.4 \cdot k_{TT} \cdot k_{TC} = 0.4 \cdot 200 \cdot 100 = 8 \text{ kW} \quad (I-4)$$

#### 4.3.2 La Sélectivité

La sélectivité est le moyen de régler des protections pour leur permettre d'agir correctement, de manière coordonnée et le plus rapidement possible. La sélectivité doit conduire à imposer des réglages précis pour que les protections puissent isoler la plus petite zone du réseau possible en laissant sous tension les autres parties saines du réseau (si possible).

Dans les réseaux de distribution HTA actuels, la sélectivité est conçue entre les protections des producteurs/consommateurs et les protections du poste source. Dans le cadre de la thèse, des protections seront implantées dans le départ et conduiront donc à mettre à jour la sélectivité entre les différentes protections.

Il faut aussi préciser que des principes de sélectivité existent aussi pour des réseaux industriels. Ceux-ci sont aussi décrits dans la suite de cette partie.

Suivant les moyens à la disposition du concepteur du réseau et du conducteur de réseau, il existe différentes sélectivités qui peuvent être mises en œuvre :

- Sélectivité chronométrique (par le temps) ;
- Sélectivité ampèremétriques (par les courants) ;
- Sélectivité par échange d'informations – logique ;
- Sélectivité par utilisation de protections directionnelles ;
- Sélectivité par utilisation de protections différentielles ;
- Sélectivité par utilisation de protections de distance ;
- Sélectivités combinées ;

## La sélectivité chronométrique

Le principe est de donner des temporisations différentes aux protections en fonction de leur position par rapport au défaut. Les protections sont réglées suivant les courants de défaut et avec une temporisation décroissante depuis le poste source vers les extrémités du départ.

La Figure I-12 présente la succession des temporisations des protections en fonction de la position de la protection dans le réseau. La plus rapide est la protection D qui est la plus éloignée de la source. Chaque protection reçoit une temporisation additionnelle de  $\Delta t = 0.3$  s (par rapport aux normes actuelles et technologies installées) à mesure que l'on s'approche du poste source. Si la mesure, la transmission des mesures vers la protection, la détection de valeur supérieure au seuil - algorithme, la commande d'ouverture vers le disjoncteur et l'ouverture du disjoncteur dans le point D se sont déroulées convenablement, les autres protections ne voient plus le défaut car il a été isolé et alors elles reviennent en veille. Sinon la protection la plus proche (dans ce cas, la protection C) va donner la commande de déclenchement après la temporisation ( $T_C = 0.5$  s). Les protections en amont constituent les secours pour les zones aval. Ces secours et cette simplicité sont les avantages de cette sélectivité.

Par contre, lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue et le courant de défaut le plus grand, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels aux courants de court-circuit, ou avec les impératifs extérieurs d'exploitation, (raccordement au réseau électrique d'un distributeur par exemple).

Pour les protections à temps dépendant ainsi que pour les protections à temps indépendant, les réglages sont  $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC} > I_{sD}$  et  $T_A = T_B + 0.3$  s;  $T_B = T_C + 0.3$  s;  $T_C = T_D + 0.3$  s, comme il est montré dans la Figure I-12.

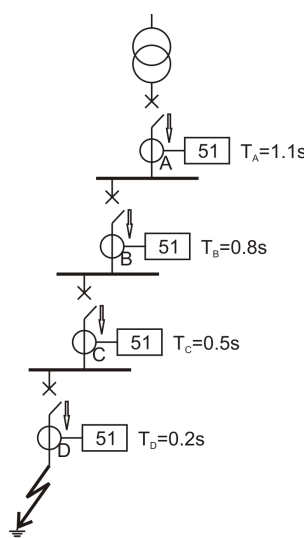


Figure I-12

Sélectivité chronométrique

### **Sélectivité ampèremétrique**

Le principe repose sur l'idée que, dans un réseau, le courant d'un défaut proche de la source est plus important que le courant de défaut plus éloigné de la source. Le seuil de la protection ampèremétrique est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée). Ce réglage peut être avantageux parce que chaque protection n'est pas influencée par les défauts en dehors de sa zone de protection et alors il ne peut pas déclencher par erreur. Il est beaucoup utilisé pour protéger des tronçons de lignes séparés par un transformateur ou lorsque l'on a des modifications de sections, car ce système est simple, de coût réduit et applicable pour ce type de réseau. Mais ce réglage a aussi le grand inconvénient qu'il n'assure aucun secours. Aussi pour les réseaux sans impédances importantes, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade parce que le courant de défaut ne varie pas notablement lorsqu'un défaut apparaît entre deux zones voisines.

### **La sélectivité logique**

La sélectivité logique est en fait une aide pour la sélectivité chronométrique qui impose des temporisations de plus en plus longues lorsque l'on a beaucoup de protections en cascade. Cette sélectivité ajoute des communications entre les protections permettant d'agir plus vite qu'avec la sélectivité chronométrique. L'information échangée permet d'agir instantanément et de ne pas attendre plus que la temporisation de 0.3s. Le défaut est facile à trouver parce que dans un réseau radial en défaut, seules les protections en amont du défaut sont sollicitées. Toutes les protections sollicitées envoient un ordre d'attente logique à l'étage supérieur – amont, qui est en fait une demande de temporisation de leurs actions respectives. L'ordre de déclenchement au disjoncteur associé est envoyé par les protections sollicitées seulement si il n'a pas reçu l'ordre d'attente de l'étage aval ou après que le temps de blocage ait été dépassé – mode secours.

La Figure I-13 montre l'échange d'informations entre les protections voisines. Dans le cas présenté dans la figure, la protection D est la seule qui envoie l'ordre d'attente en amont et qui ne reçoit pas d'ordre d'attente de l'aval. Elle est alors celle qui va envoyer l'ordre d'ouverture. Si tout fonctionne avec succès, le défaut est isolé en aval du point D. Sinon la protection C va agir après la temporisation  $T_D + T_3$ .

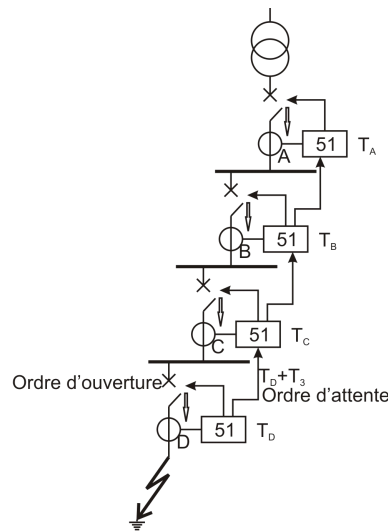


Figure I-13 Sélectivité logique

L'avantage est que pour un défaut situé entre D et C, par exemple, le déclenchement ne comporte aucun retard grâce à la temporisation. La temporisation s'applique seulement en cas de secours. Alors le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité et du nombre de protections en cascade. L'utilité est que le courant de court-circuit qui provient d'un défaut proche de la source est plus important que le courant d'un défaut au bout de la ligne et alors il est important d'éliminer ce premier courant (du défaut proche) plus vite que l'autre défaut (éloigné). Il faut aussi souligner que le système intègre le secours.

Les inconvénients sont généralement liés à la communication logique qui implique des fils supplémentaires. Elle est donc coûteuse pour des lignes longues et reste esclave de la qualité de la communication. De plus, l'utilisation d'une sélectivité logique doit prendre en compte le risque de la défaillance de la communication. Si on considère une probabilité de défaillance pour chaque mètre de câble de communication, la probabilité d'avoir une défaillance sur le système de protection avec sélectivité logique augmente avec la longueur des lignes protégées.

Un autre inconvénient est la difficulté de la combiner avec d'autres sélectivités, par exemple, une sélectivité chronométrique pour les protections éloignées et une sélectivité logique pour les autres plus proches. Un problème existe quand un défaut se produit au bout du réseau. Les protections éloignées du poste source mais proches du défaut, ampèremétriques avec sélectivité chronométrique, vont bien protéger leur part de réseau. Mais les protections ampèremétriques, avec sélectivité logique, proches du poste source néanmoins mais éloignées du défaut vont déclencher (la protection la plus proche du défaut) parce qu'elles ne reçoivent pas d'ordre d'attente. Comme il n'y a pas de communication en aval, cette protection qui déclenche pense être la première à avoir vu le défaut.

### La sélectivité par protection directionnelle

Cette sélectivité est pratiquée pour les réseaux bouclés ou maillés dans lesquels les défauts sont alimentés par deux extrémités. Les protections envisagées sont directionnelles à maximum de courant.

La Figure I-14 présente le mode de déclenchement d'une protection ampèremétrique équipée d'une détection de direction du courant de court-circuit.

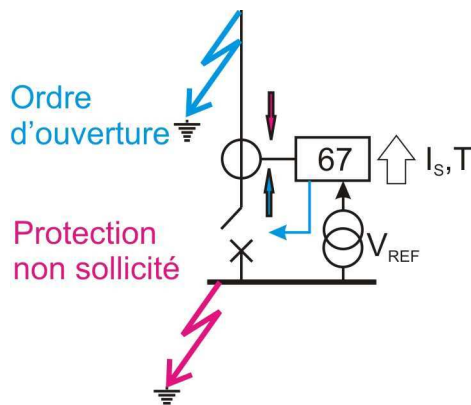


Figure I-14 Sélectivité par protection directionnelle

L'avantage est que la solution est simple et de plus en plus utilisée car elle permet d'éviter les déclenchements intempestifs (les réseaux deviennent bouclés et comportent de plus en plus de production décentralisée). Aussi cette sélectivité est utilisée dans le cas des arrivées en parallèle, des réseaux en boucle fermée, ou certains cas de protection contre les défauts à la terre. Une mesure de tension de référence est nécessaire pour déterminer la référence de phase pour la détermination du sens du courant. Donc elle a besoin d'un transformateur de mesure de la tension.

### La sélectivité par protection différentielle

Cette sélectivité est, bien sûr, valable pour les protections différentielles. Elle est bien adaptée pour la structure du réseau minimal à protéger. On peut dire cela, parce que les protections comparent les courants aux deux extrémités du tronçon de réseau. Alors la protection protège la zone délimitée par les points de mesure et elle est insensible à tout défaut externe. Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes.

La sélectivité par protection différentielle est avantageuse pour des zones où il faut déclencher instantanément. Elle est sensible à des valeurs de courant de court-circuit inférieures au courant nominal de l'élément protégé. Mais une telle solution est coûteuse ; elle est difficile à mise en œuvre et n'assure pas le secours.

## La sélectivité par protection de distance

Elles peuvent être sélectives par construction, c'est-à-dire qu'elles peuvent détecter les défauts éloignés mais elles vont déclencher après une temporisation plus longue que dans le cas d'un défaut proche. Pour cette raison, une sélectivité entre les protections est assurée par réglages des différentes zones des protections. Si on prend l'exemple d'une zone du départ protégée par deux protections de distance en cascade (en série), pour un défaut au bout de cette zone, on va avoir une sélectivité assurée entre les protections. Les deux protections voient le défaut mais, par construction, la plus proche va déclencher plus vite que la protection la plus éloignée. Alors les protections ne nécessitent plus de sélectivité chronométrique supplémentaire pour être sélectives et, en plus, ont des temps de coupure plus courts que les autres types de protections qui utilisent la sélectivité chronométrique.

Par exemple, comme on peut le voir dans la Figure I-15, une protection de distance va agir :

- instantanément dans le cercle d'impédance à 80% de la longueur de la ligne – zone1,
- après une temporisation de 200 ms dans la zone 2 comprise entre les cercles de 80% et 120% de la longueur (afin de tenir compte des éventuelles incertitudes et variations de paramètres)
- après une temporisation plus longue (en fonction des cas) dans l'extérieur de cercle de 120% de la longueur de la ligne, pour assurer le secours de la protection en aval.

S'il y a des moyens de communication entre les protections, la zone entre 0% et 80% de longueur de la ligne peut être réglée pour déclencher instantanément la protection qui est à l'autre extrémité de la ligne et demander le verrouillage des autres protections non concernées.

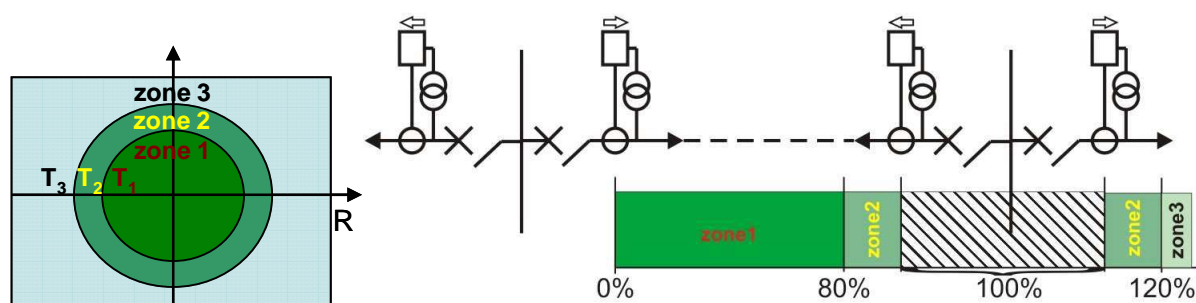


Figure I-15 Schéma de fonctionnement de la protection de distance

## 4.4 Plans de protection en dehors de la France

Le plan de protection dans les autres pays peut différer de celui en France suivant le schéma d'exploitation et de mise à la terre du neutre. L'idée du plan protection reste la même : une

protection protège une zone de réseau en son aval (habituellement, cette zone est un départ de réseau de distribution – qui correspond au départ HTA en France).

Depuis les dernières années, l'insertion de la génération distribuée et l'évolution des réseaux de plus en plus rapide vers les Smart Grids ont imposé la recherche de solutions de protections évoluées. Par exemple, aux Etats-Unis, le système IntelliTEAM II a été développé par S&C Electric Company - [San-11]. La proposition comporte trois étapes : détection, localisation et isolement, puis reprise. Ce système, compatible avec le SCADA (c'est-à-dire muni de canaux de communication pour échanger des données, des réglages), permet la reprise de service par la coordination d'un ensemble d'interrupteurs-sectionneurs qui peuvent être fermés sous tension (voir la Figure I-16). Cette solution ne traite néanmoins pas du cas des protections déployées en réseau mais propose un plan de reprise de service qui repose sur des organes de manoeuvre.

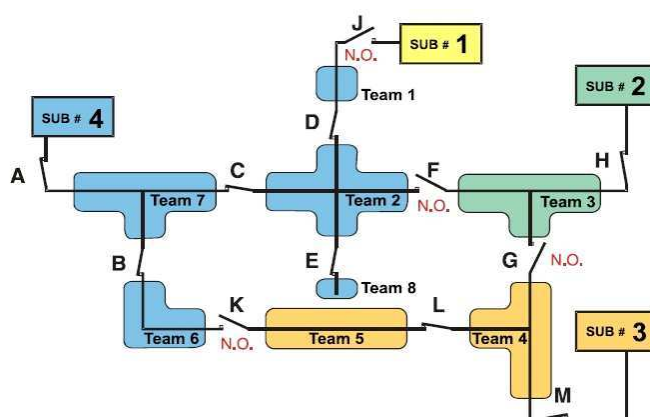


Figure I-16 IntelliTEAM - Etats-Unis - Exemple de plan de protection

Ces éléments aident l'autocicatrisation des réseaux lors d'un défaut par reconnections successives jusqu'au dernier interrupteur-sectionneur le plus proche du défaut. Le système est contrôlé par électronique, par radio ou par des réseaux en fibre optique. Le système est utilisable pour des réseaux radiaux, bouclés ou une combinaison des deux. Il est facilement et rapidement adaptable aux modifications du réseau (comme de nouveaux consommateurs ou producteurs) et, en plus, il détermine la séquence de manoeuvre des organes télécommandés et les commandes lors de la reprise de service du réseau suite à un défaut (en isolant la partie défaillante). Ce système repose sur une combinaison d'au plus trois protections ampèremétriques avec sélectivité chronométrique et le reste des protections ampèremétriques en aval repose sur une sélectivité logique (voir la Figure I-17) [San-11].

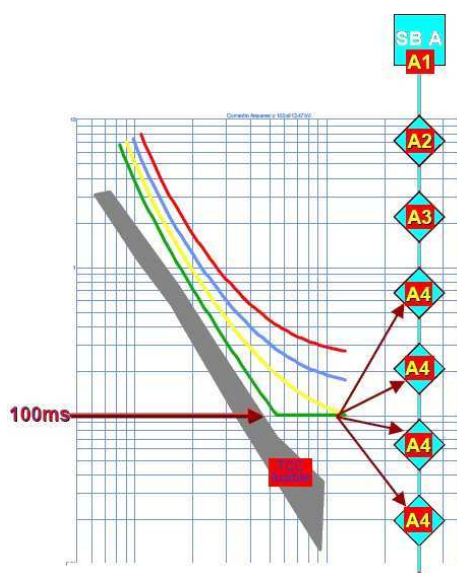


Figure I-17 IntelTEAM - Etats-Unis - Exemple de sélectivité

## 5 Problématique de la thèse : comment établir un plan de protection d'un réseau flexible avec production décentralisée ?

Un moyen considéré pour réduire les coupures brèves consiste à utiliser de nouvelles architectures de réseau, recourir à l'utilisation des énergies locales (GED) et utiliser des protections déployées en réseau. Cette nouvelle organisation impose de nouvelles contraintes de fonctionnement pour le plan de protection. Les réseaux évoluent beaucoup et leurs architectures sont de plus en plus complexes. Ces protections dans le réseau sont plus difficiles à régler que les protections en tête de départ. En plus, leur présence sur le réseau complique même les réglages des protections au niveau du poste source.

### 5.1 Impact de la production décentralisée sur le fonctionnement des protections

L'introduction des Générations d'Energie Dispersée (GED) dans les réseaux de distribution a créé et va continuer de créer de plus en plus de problèmes au niveau des systèmes de protection. Comme il est montré dans [Doy-02], l'apport de courant de court-circuit d'une GED<sup>3</sup> n'est pas négligeable parce qu'il peut modifier le sens de circulation du courant de court-circuit voire augmenter sa valeur et ainsi faire fonctionner intempestivement les protections actuellement présentes en tête de départ.

L'aveuglement de la protection en tête du départ peut aussi se produire à cause d'une GED qui se trouve entre la source et le défaut. Dans ce cas, si le courant de court-circuit de la

<sup>3</sup> Pour une GED de type machine synchrone voire asynchrone. Le cas des producteurs avec interface d'électronique de puissance n'est pas traité dans cette référence.



GED est important, le courant de court-circuit vu par la protection en tête du départ peut être inférieur au seuil de déclenchement.

Dans la Figure I-18, on peut voir l'apport de courant de court-circuit créé par la GED sur le départ sain et qui fait déclencher la protection sur ce départ et évidemment déconnecter ces charges. L'apport de GED au courant de court-circuit dépend avant tout de sa technologie, mais également de sa position par rapport au défaut. Dans le cas présenté dans la Figure I-18, le courant de court-circuit total sera la somme de courants produits par la source et la GED.

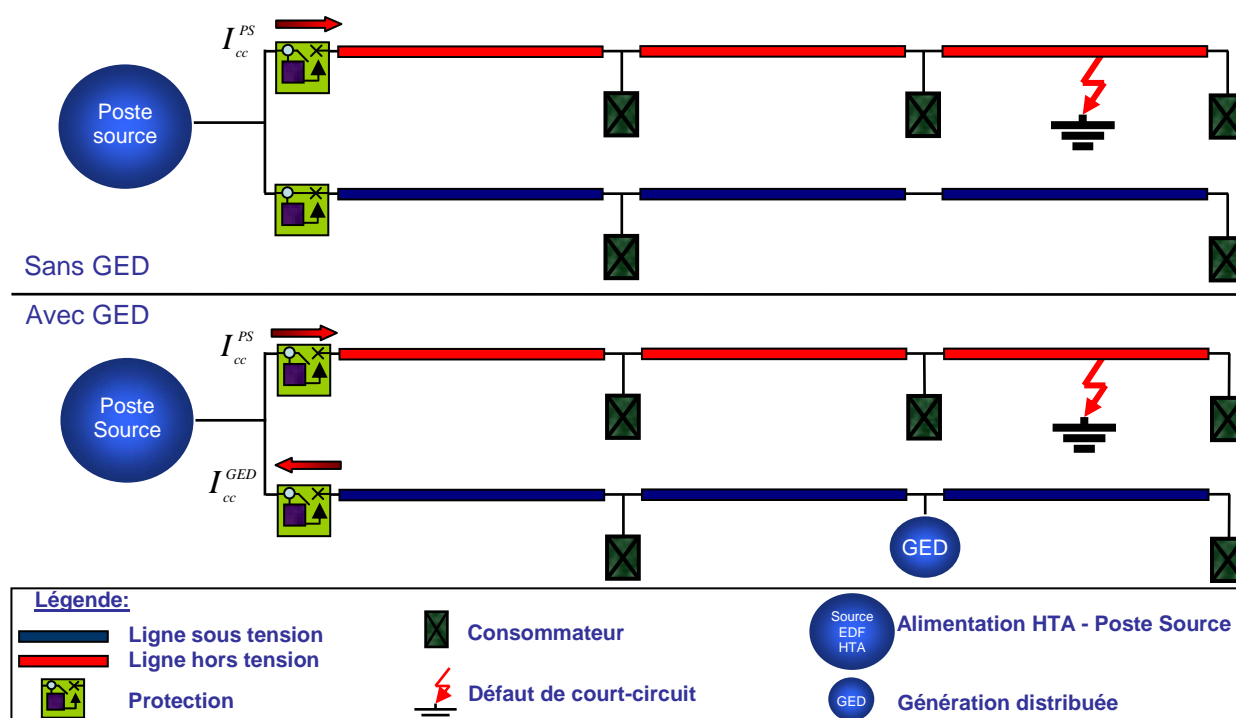


Figure I-18 Problèmes introduits par la présence de GED pendant un court-circuit sur le fonctionnement des protections en tête de départ

Les problèmes qui apparaissent suite au courant supplémentaire de court-circuit créé par la GED sont les suivants [Kau-04] :

- erreurs de déclenchements des protections sur les départs sains,
- erreurs de déclenchements des protections des producteurs,
- aveuglement de protections, qui ne peuvent plus « voir » le défaut,
- modifications au niveau de la valeur du courant de court-circuit,
- îlotage involontaire,
- blocage du réenclenchement,

Dans un réseau avec une puissance importante de GED, la déconnection de toutes les GED pendant un court-circuit va générer une variation de la production, de courant et aussi de la tension dans le réseau en défaut. Ces variations peuvent modifier de manière importante les

valeurs mesurées par les protections et donc avoir une conséquence sur le fonctionnement des protections (non déclenchement en cas de défaut). Afin de diminuer leur impact au moment de leur déconnexion, on veut éviter les déconnexions sur les départs sains, [Gel-06] et autoriser seulement la déconnexion des GED sur le départ en défaut (où on a le risque d'îlotage du départ en défaut et on risque d'alimenter le défaut, s'il n'y a aucune autre protection entre la GED et le défaut). L'article cité propose la valeur de 400% du courant nominal comme discriminateur entre un défaut sur le départ, où la GED est situé, (le courant est supérieur à 400%  $I_n$ ) et un défaut sur un autre départ par rapport à la GED (le courant est inférieur à 400%  $I_n$ ).

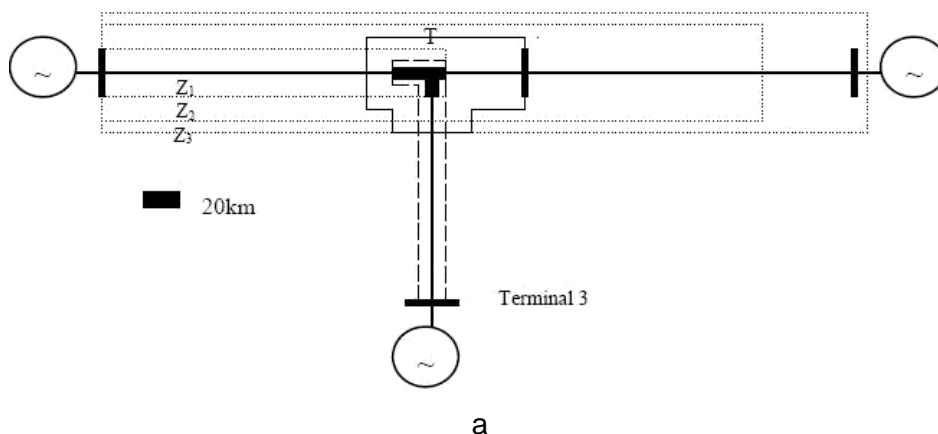
L'insertion de GED avec interfaçage d'électronique de puissance ne conduit pas à des courants assez importants par rapport au courant de court-circuit pour conduire à des modifications des réglages et des comportements des GED. Mais si les GED sont connectées directement au réseau, leurs apports de court-circuit doivent être pris en compte [Jag-04]. Une manière de diminuer l'impact de GED sur le courant de court-circuit consiste à limiter la taille de GED et donc l'apport de courant de court-circuit, [Cha-05]. Cependant les auteurs ne mentionnent pas si il existe des interactions entre les protections de différentes unités de production (en cas de remplacement d'un gros producteur par plusieurs petits producteurs).

## **5.2 Quelques pistes pour le plan de protection des réseaux du futur**

Les choix et les réglages des protections doivent être réalisés en fonction de la structure du réseau, sans pour autant aboutir à des solutions dédiées qui nuiraient à la conduite des réseaux. Dans le futur, la structure des réseaux de distribution ne pourra pas rester constante et sera flexible (notion de « Smart networks »). Alors, afin d'avoir connaissance à tout moment de l'architecture de réseau et pouvoir agir dans le réseau, il faudra utiliser des liaisons de communication (lente). Comme proposé dans [Wan-05], on peut utiliser des « agents » qui communiquent toujours entre eux. Les agents représentent des protections, des GED, ou des équipements (comme les transformateurs de courant ou les disjoncteurs). Les agents doivent envoyer les caractéristiques nécessaires à leur supervision. Les agents des GED envoient alors leur statut (raccordé ou non raccordé), pendant que les agents des équipements envoient leur disponibilité et leur statut (par exemple pour le disjoncteur : ouvert/fermé). Les agents des protections échangent plus d'information ; ils communiquent entre eux et, en plus, ils sont informés par les agents des GED et des équipements. Une question lancée en ce moment est « combien de protections communiquent entre elles ? ». Pour diminuer les coûts des liaisons de communication, on peut grouper chaque couple de protections qui assurent le secours l'une pour l'autre [Wan-05]. Cette proposition nécessite

une architecture de communication. La complexité d'un réseau, avec les plusieurs configurations possibles, impose la complexité de décision au niveau de la protection sans pour autant conduire à des temps de réaction augmentés (pas de dégradation des performances actuelles). La protection doit prendre en compte tous les scénarios et doit avoir un jeu de réglages pour chaque configuration.

Dans [Cou-00], il est proposé une solution pour une communication entre protections qui s'appelle « Utility Intranet », créée sur la technologie de l'Internet actuel. Mais il y a un grand risque quant à la sécurité du réseau et un risque de perte de la commande sur la transmission. Celui-ci est produit par les limites des routeurs, qui perdent des informations lorsque le réseau de communication est surchargé. Coury et les autres coauteurs précisent l'importance de la possibilité de pouvoir classer les commandes transmises sur le réseau de télécommunication et la vitesse de transfert nécessaire qui peut être plus rapide que 10 ms. Ils proposent d'utiliser des agents d'opération (agent local qui mesure ou calcule des grandeurs nécessaires pour l'interprétation de la condition du réseau), agent du statut du disjoncteur et agent de coordination (qui collecte les informations, communique avec autre agents de coordination et décide les commandes et réglages nécessaires). Chaque protection a un jeu de trois agents, de mesure, d'état du disjoncteur et de commande. Dans cet article, l'utilité des agents est présentée sur un système avec trois sources et départs et une protection de distance sur chaque départ. La différence entre un système de protection sans les agents de communication et un système avec agents est montrée en fonction de la zone 1 commune à chaque protection de distance, sur laquelle chaque protection déclenche instantanément. Cette zone est triplée, à l'aide des agents, de 20 km à 67 km (pour le cas pris en exemple) - Figure I-19. Ainsi, grâce à la communication, les temps de déclenchement sont plus courts.



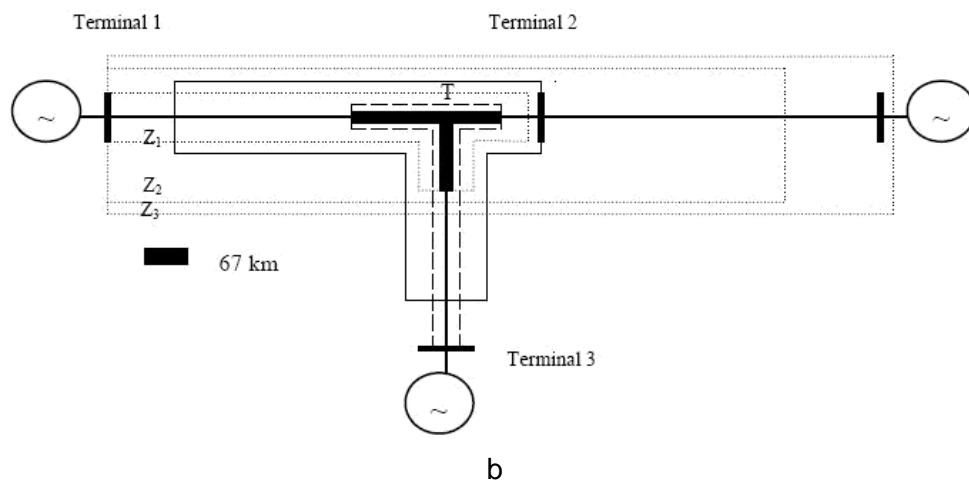


Figure I-19 a – Système de protection sans pilotage ; b – Système de protection avec agents

Nous avons fait le choix de ne pas utiliser de communications rapides dans notre étude. Ces communications peuvent avoir des erreurs, des délais d'envoi trop important ou tout simplement être défaillantes. Même si la probabilité de défaillance des communications rapides n'est pas très élevée, il faut s'assurer que les protections sont capables de fonctionner sans communications rapides. Afin d'améliorer les performances des protections et d'augmenter la rapidité d'isolation du lieu en défaut, des communications rapides peuvent néanmoins être ajoutées. La décision sera faite suite à la différence entre les performances obtenues avec et sans communication rapide et en fonction du prix.

## 6 Conclusions

Nous avons commencé ce chapitre par la description du sujet et par la définition du système de protection des réseaux de distribution. Nous avons, ensuite, présenté les réseaux de distribution actuels, leurs moyens de mise à la terre et les types de défauts. Nous avons, alors, décrit les protections, leurs réglages et leurs limites actuelles par rapport aux nouvelles contraintes introduites par le déploiement de protections dans les réseaux (décentralisation). Ce déploiement est associé à la volonté d'améliorer la qualité de fourniture et peut apporter des solutions pour faciliter l'insertion massive de GED (analysé dans le chapitre IV). Nous avons exposé les différents types de sélectivités afin de pouvoir dire quelles protections avec quels types de sélectivité actuellement existante pouvaient être utilisées dans les réseaux de distribution du futur. Pour ce faire, il faut décrire du point de vue analytique les variations des grandeurs électriques en fonction du point de mesure par rapport à la distance du lieu du défaut, du poste source et des GED. Cette analyse devra nous permettre de déterminer les critères de discrimination, les réglages et les moyens de communication à déployer (si nécessaire).



## CHAPITRE II.

### ANALYSE THEORIQUE SUR LES DEFAUTS DANS LES RESEAUX ET LOGIQUE DE PROTECTION – CHOIX DES GRANDEURS

## **Sommaire du chapitre II**

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>45</b>
<b>2</b>	<b>Déploiement de protections en réseau : avantages et limites structurelles .....</b>	<b>45</b>
2.1	Enoncé du principe .....	45
2.2	Application du principe sur un départ simple .....	46
2.3	Restriction sur le nombre de protections en réseau .....	49
<b>3</b>	<b>Analyse électrotechnique par composantes symétriques .....</b>	<b>51</b>
3.1	Hypothèses de calcul.....	52
3.2	Les résultats suivant les défauts .....	53
3.3	Conclusion sur l'analyse électrotechnique .....	65
<b>4</b>	<b>Logique de protection dans un réseau de distribution – cas du défaut monophasé.....</b>	<b>66</b>
4.1	Réseau d'étude .....	67
4.2	La grandeur utilisée pour la détection du défaut .....	68
4.3	La grandeur utilisée pour la discrimination de zone en défaut.....	68
4.3.1	Choix des seuils de temporisation pour la discrimination .....	69
4.3.2	Analyses de quelques grandeurs calculées utilisables pour la discrimination .....	74
4.4	La logique de protection .....	81
<b>5</b>	<b>Conclusions sur les grandeurs utilisées pour détecter et discriminer les défauts monophasés dans les réseaux HTA.....</b>	<b>84</b>

## **1 Introduction**

Notre objectif consiste à placer des protections en réseau et à les coordonner. Les protections déployées en réseau doivent alors être sélectives : elle doivent donc discriminer la bonne zone du départ qui est en défaut. Par conséquent, les grandeurs utilisées dans ces protections doivent être sensibles aux variations du lieu de défaut. Cette remarque explique l'intérêt de l'étude sur les sensibilités des différentes grandeurs électriques. Le but de ce chapitre est de présenter des études théoriques sur les variations des grandeurs en fonction du lieu de défaut et du lieu de mesure (partie 3) et de les illustrer ensuite sur un réseau réel (partie 4). Sachant que, aujourd'hui, des protections ampèremétriques, placées en tête de départ, protègent les réseaux de distribution HTA, nous avons commencé tout naturellement par l'étude du courant. Dans la partie 3, nous présenterons l'analyse électrotechnique des composantes symétriques de la tension et du courant car ce sont des grandeurs fondamentales mesurables et à analyser. Afin de préciser quelles grandeurs seront utilisables dans les nouvelles protections et quels types de sélectivité elles permettront, il faut décrire, d'un point de vue analytique, les variations des grandeurs électriques lors d'un défaut. Ces variations doivent être analysées en fonction du point de mesure (d'installation de la protection), par rapport à la résistance du défaut et à la distance du lieu de défaut. Cette analyse va nous permettre de déterminer le critère de discrimination à utiliser, les réglages à appliquer et, le cas échéant, les caractéristiques des moyens de communication. La partie 4 présente, plus en détails, les variations obtenues par simulations sur un réseau réel pour des défauts monophasés car ils sont les plus fréquents (en conformité avec les études faites par le distributeur ERDF). Nos études s'intéresseront donc principalement à ces cas de défaut. Dans la partie 4, la logique de détection et de discrimination des défauts est présentée. Ensuite, nous concluons sur les grandeurs utilisées pour détecter et discriminer les défauts monophasés dans les réseaux HTA (partie 5). Le choix de la grandeur sera effectué afin de proposer et de faire la mise en œuvre d'un plan de protection dans le chapitre III.

## **2 Déploiement de protections en réseau : avantages et limites structurelles**

### **2.1 Enoncé du principe**

L'enjeu du sujet de recherche est de reconcevoir le système de protection du réseau en utilisant des protections évoluées et/ou les nouvelles technologies de communication pour le rendre plus souple et le mieux adapté à l'insertion non marginale de production décentralisée. Le but avoué de l'insertion de protections dans le réseau est, pour les distributeurs, une réduction du nombre de coupures brèves dans le réseau. Le temps de



coupure peut être diminué par le déploiement de protections en réseau. Dans les figures suivantes (Figure II-1, Figure II-2 et Figure II-3), nous présentons une solution de réduction du temps de coupures brèves sur la base de la distribution des protections dans le réseau. Les Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) ou les protections qui remplacent ces OMT ont été déployées de manière équi-réparties sur le départ. La charge est aussi répartie uniformément. Pour chaque cas de position de défaut dans le départ, nous avons considéré deux scénarios :

- scénario 1 : une protection en tête de départ avec des organes de manœuvre télécommandés (OMT) déployés dans le départ
- scénario 2 : un ensemble de protections déployées dans le départ

## 2.2 Application du principe sur un départ simple

Nous étudierons, dans cette section, les énergies non distribuée et non produite [Pha-05] pour trois cas de lieu de défaut. La Figure II-1 montre le cas du défaut qui a eu lieu entre la protection au poste source et le premier OMT (cas 1). Pour ce lieu du défaut, la seule protection qui va détecter le défaut est la protection en tête du départ quels que soient les éléments de protections en aval (scénario 1 ou scénario 2). Les énergies non distribuée et non produite pour les deux scénarios, présentées dans les équations (II-1) et (II-2), correspondent à celles du départ entier car la protection au poste source déconnectera tout le départ. Les notations utilisées dans les figures et équations sont les suivantes :

- $P_{Ch}$  - la puissance totale des charges du départ ;
- $P_{GED}$  - la puissance totale des GED ;
- $t_m$  - le temps de manœuvre des protections et OMT (qui peut être différent dans les deux scénarios - avec et sans protections distribuées) ;
- $t_{rep}$  - le temps de réparation.

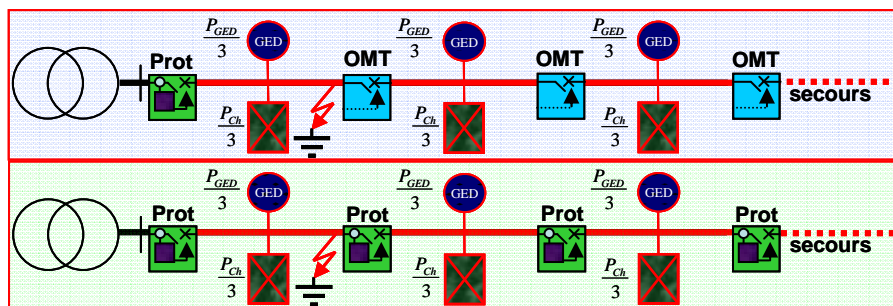


Figure II-1 Effet du déploiement des protections en réseau sur l'END – cas du défaut dans la première zone

Le temps de réparation est de 300 minutes dans les réseaux ruraux français et de 50 minutes dans les réseaux urbains français, grâce aux structures de coupure d'artère (c'est en fait un temps de reprise d'alimentation). Le temps de manœuvre est de 2 minutes.

$$\begin{cases} END_{cas1}^{scenario\_1} = P_{Ch} \cdot \left( t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \\ ENP_{cas1}^{scenario\_1} = P_{GED} \cdot \left( t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \end{cases} \quad (II-1)$$

$$\begin{cases} END_{cas1}^{scenario\_2} = P_{Ch} \cdot \left( t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \\ ENP_{cas1}^{scenario\_2} = P_{GED} \cdot \left( t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \end{cases} \quad (II-2)$$

Le cas 2 propose un défaut situé entre les deux premiers OMT (ou les deux premières protections déployées). La Figure II-2 montre la différence d'énergie non produite et non distribuée entre le scénario avec OMT et celui avec protections déployées, dans ce cas.

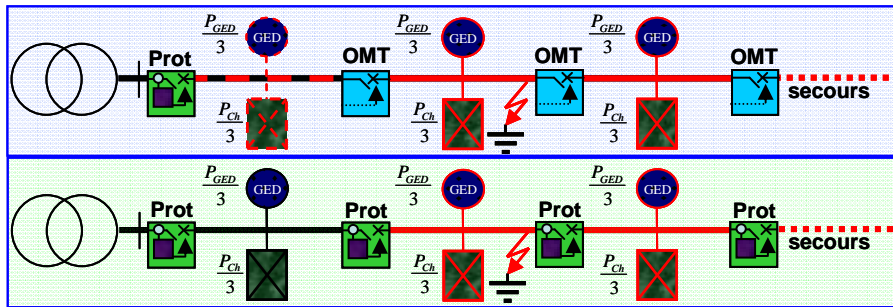


Figure II-2 Effet du déploiement des protections en réseau sur l'END – cas du défaut dans la deuxième zone

On observe que le temps dédié aux manœuvres diminue dans le cas avec des protections, comme il est montré dans les équations (II-3) et (II-4).

$$\begin{cases} END_{cas2}^{scenario\_1} = P_{Ch} \cdot \left( t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \\ ENP_{cas2}^{scenario\_1} = P_{GED} \cdot \left( t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \end{cases} \quad (II-3)$$

$$\begin{cases} END_{cas2}^{scenario\_2} = P_{Ch} \cdot \left( \frac{2}{3} \cdot t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \\ ENP_{cas2}^{scenario\_2} = P_{GED} \cdot \left( \frac{2}{3} \cdot t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \end{cases} \quad (II-4)$$

Le premier OMT détectera le défaut et après la protection poste source commandera l'ouverture du disjoncteur. Ensuite l'OMT peut séparer la zone en aval avec le défaut de sa zone en amont qui peut être réalimentée par la fermeture du disjoncteur du poste source. Donc la première partie du départ est reconnectée pendant le temps de la réparation, mais elle est déconnectée pendant la manœuvre d'isolation du défaut. La manœuvre d'une protection déployée en réseau est indépendante de la protection poste source et elle est capable d'isoler le défaut sans la déconnection des GED et des charges de la première partie du départ (donc les END et ENP obtenues sont plus petites).

Le cas le plus favorable pour le déploiement des protections est le cas du défaut dans la dernière partie du départ Figure II-3, cas 3). Le temps de coupure est encore plus réduit dans le scénario 2, avec protections déployées, car il y a encore plus de consommateurs et de GED qui ne seront pas déconnectés lors d'un défaut.

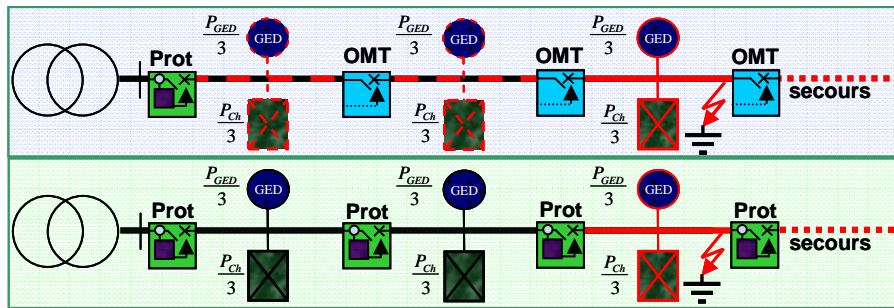


Figure II-3 Effet du déploiement des protections en réseau sur l'END – cas du défaut dans la troisième zone

Dans l'exemple avec des organes de manœuvre télécommandés (OMT), les énergies prennent en compte la déconnection de toutes les charges, voir l'équation (II-5). Dans cet exemple, l'END et l'ENP sont le plus diminuées grâce aux protections déployées, voir l'équation (II-6).

$$\begin{cases} END_{cas3}^{scenario\_1} = P_{Ch} \cdot \left( t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \\ ENP_{cas3}^{scenario\_1} = P_{GED} \cdot \left( t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \end{cases} \quad (II-5)$$

$$\begin{cases} END_{cas3}^{scenario\_2} = P_{Ch} \cdot \left( \frac{1}{3} \cdot t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \\ ENP_{cas3}^{scenario\_2} = P_{GED} \cdot \left( \frac{1}{3} \cdot t_m + \frac{t_{rep}}{3} \right) \end{cases} \quad (II-6)$$

Nous réduisons donc le nombre de coupures brèves (inférieures à 3 minutes).

### 2.3 Restriction sur le nombre de protections en réseau

Le nombre de protections déployées a été choisi après une étude des limites actuelles (Annexe 5 et illustrées dans la Figure II-4). Ce nombre va dépendre de la sélectivité retenue et alors du recours ou non à de la communication entre protections.

Une logique de protection qui repose sur les communications rapides présente un risque de non fonctionnement supplémentaire. Les distributeurs ont constaté que ces communications rapides ont une plus faible fiabilité pendant les courts-circuits (source : EDF). Par conséquent, cette étude propose un plan de protection qui fonctionne correctement sans communications rapides, mais qui peut garantir un fonctionnement amélioré en leur présence.

Les sélectivités disponibles (voir chapitre I partie 4.3.2) ont des limitations d'utilisation. Les sélectivités différentielle et logique sont exclues pour le fonctionnement de base sans communication rapide. La sélectivité ampèremétrique correspond plus à notre besoin mais elle a l'inconvénient de n'assurer aucun secours.

En conclusion, afin d'assurer le fonctionnement de plusieurs protections en série, les protections vont utiliser des temporisations, en utilisant une sélectivité chronométrique. La temporisation d'une protection doit être en accord avec toutes les autres temporisations des protections déployées, des clients, de découplage et d'arrivée (chapitre I partie 4.3). Ces dépendances apportent des limitations présentées dans la Figure II-4. Les temporisations doivent avoir un écart de minimum  $\Delta t = 300$  ms (valeur utilisée dans les protections actuellement installées dans les réseaux HTA en France) [Als-11], [Nfc-01]. Il existe des protections plus performantes qui peuvent utiliser un écart plus petit (pour les réseaux de distribution de l'ordre de 200 ms), mais nous considérerons les temporisations entre protections qui sont actuellement spécifiées en France. Dans la Figure II-4, nous avons déployé cinq protections numérotées du lieu de défaut vers le poste source, afin d'illustrer le nombre maximal de protections. Nous avons montré cinq protections en série car en utilisant des protections plus performantes, avec la temporisation de sélectivité de  $\Delta t = 300$  ms, on pourrait déployer une quatrième protection.

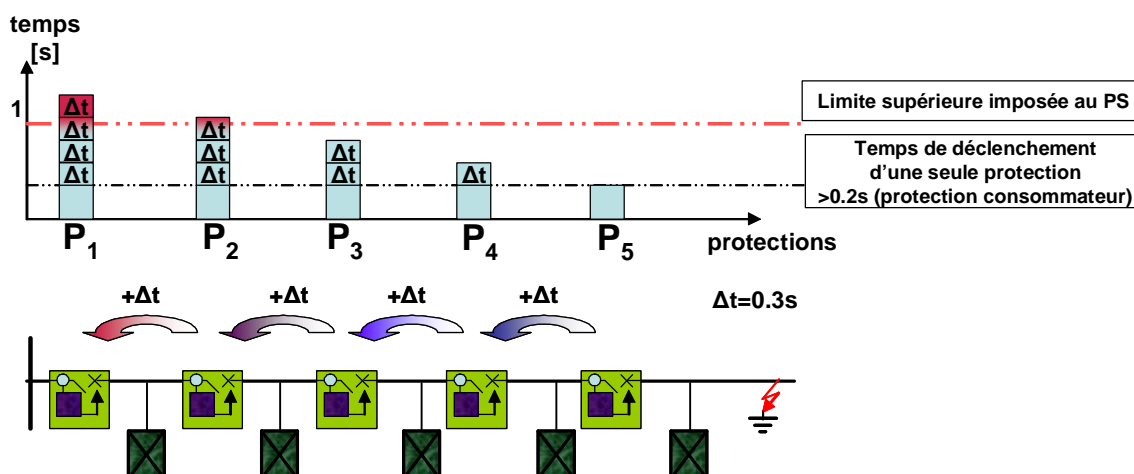


Figure II-4 Limitation du nombre de protections déployées suite aux contraintes de temporisation

On peut observer que la limite inférieure est de 200 ms imposée par les protections client [Nfc-01] et que la limite supérieure est de 1 seconde imposée par la sélectivité avec la protection d'arrivée. Cette limite correspond à une temporisation dépassant la limite de tenue usuelle des matériels aux courts-circuits (1 s / 12 kA pour les lignes, câbles et interrupteurs et 36 kA pour les disjoncteurs). C'est donc la protection d'arrivée du jeu de barre qui secourt les autres protections. Dans cette plage, on ne peut déployer que trois protections avec l'écart de 300 ms entre elles. S'il y a des clients HTA connectés directement au départ, l'ensemble des trois protections sera donc constitué par une protection en tête du départ, une autre déployée en réseau et la protection client. S'il n'y a que des clients liés par un transformateur (qui limite les courants de défauts en aval du secondaire BT), on peut déployer une troisième protection en cascade des autres. Dans ce cas, la limite inférieure de 200 ms n'existe plus (la sélectivité chronométrique n'est plus nécessaire à assurer entre les protections déployées de part et d'autre d'un transformateur). Il faut mentionner que les transformateurs des postes de distribution peuvent avoir des fusibles sur leur arrivée primaire et donc la sélectivité devrait tenir compte de leur temporisation. Si on a un réenclencheur en tête de départ les protections déployées en réseau devront également l'avoir. Donc une coordination sur les cycles de réenclenchement entre protections doit être envisagée et la valeur de la temporisation instantanée s'élèvera, alors, en conséquence. Il faut mentionner que dans le cas de la temporisation la plus importante (<1 s) la protection de découplage de la GED doit être également adaptée (si c'est possible). Sinon la GED sera déconnectée avant l'isolation du défaut.

Nous étudierons le cas avec trois protections déployées en série, car c'est le plus difficile à régler. En effet, la difficulté de la construction du plan de protection augmente avec le nombre de protections déployées car chaque protection apporte une zone supplémentaire à protéger par les protections en amont (voir le §4.3). Les zones de protection sont en fait les

parties du réseau délimitées par les protections déployées en aval. Comme la troisième protection ne nécessite pas de temporisation, (puisque'elle est la dernière, elle n'a aucune autre protection à secourir en schéma d'exploitation normal), la discrimination ne porte que sur les deux premières protections.

Nous souhaitons proposer une logique qui permette de dépasser, en théorie, la limite de trois protections en série. Cette logique repose sur la probabilité d'échec d'ouverture d'une protection (la valeur  $p=5 \cdot 10^{-3}$  [échecs par année] que nous avons fixée arbitrairement après discussion avec un de nos partenaires industriels : SEI). Si, aujourd'hui, une seule protection en tête de départ protège avec ce risque, dans le futur, on peut envisager une meilleure probabilité de succès de fonctionnement du plan de protection (par le déploiement de protections en réseau). La probabilité d'échec d'ouverture dans une chaîne de protections en série diminue avec leur nombre. Ainsi, trois protections en série, qui se secourent, assurent statistiquement une probabilité d'échec d'ouverture de  $p^3$  pour un défaut en fin de départ. Si cette probabilité peut être considérée comme acceptable et suffisante pour assurer un fonctionnement sûr du plan de protection, alors il n'est plus nécessaire d'augmenter le nombre de protections dans le départ.

Pour mettre en œuvre le déploiement de protections en réseau, il faut tout d'abord choisir quelle est la logique de fonctionnement de la protection la plus appropriée. C'est pourquoi nous présentons dans la partie suivante l'analyse électrotechnique des grandeurs électriques afin de mieux comprendre leur évolution face aux défauts. Ceci va permettre de sélectionner quelles grandeurs seront utilisables par des protections déployées en réseau qui constitueront le plan de protection.

### **3 Analyse électrotechnique par composantes symétriques**

Le but de l'analyse est de comprendre les variations des grandeurs électriques mesurées par les protections. Une évolution significative de ces grandeurs peut être le moyen de discrimination du lieu du défaut, une fois qu'il a été détecté (par un franchissement d'un seuil sur une grandeur capable de distinguer le fonctionnement normal du fonctionnement en court-circuit lors d'un défaut quelconque). Ceci signifie que pour une protection située à une distance donnée du poste source, la grandeur caractéristique choisie pour la discrimination (et non plus la détection) doit avoir une valeur assez différente par rapport à celle obtenue pour un défaut proche de la protection et celle obtenue pour un défaut en fin de ligne. Cette différence peut être utilisée pour discriminer les zones où le défaut a eu lieu. Ceci permet de déterminer si la protection doit déclencher instantanément ou si il faut attendre qu'une autre protection déclenche. Tout d'abord, nous allons préciser quelques hypothèses de calcul retenues et, ensuite, les résultats seront exposés suivant le type de défaut considéré.

### 3.1 Hypothèses de calcul

En partant du cas général (un départ test avec un transformateur une ligne et une charge), des simplifications de calculs sont effectuées en utilisant les hypothèses suivantes : l'impédance du transformateur HTB/HTA est négligée ; et le défaut est considéré comme un défaut franc. Ces simplifications sont faites seulement pour obtenir des équations plus lisibles et utilisables facilement pour expliquer les tendances. Dans les applications numériques, les valeurs fournies sont celles obtenues dans le cas général (sans simplifications). Inévitablement, ce cas simplifié n'est pas valable pour toutes les configurations de réseau ni pour tous les types de défaut. Par exemple, l'impédance du transformateur ne peut pas être négligée pour un défaut situé à la sortie du transformateur, mais plutôt pour un défaut situé en fin d'une ligne très impédante par rapport au transformateur et ne peut surtout pas être négligée pour le point de mesure en tête du départ. Ces simplifications ne remettent pas en cause les conclusions que nous pourrions formuler sur la base de l'analyse des tendances obtenues. Les valeurs initiales pourront être différentes mais pas les tendances d'évolution de grandeurs.

Les évolutions de la tension et du courant en fonction des deux variables suivantes sont analysées (comme il est montré pour la tension dans la Figure II-5):

- $L_{def}$  la distance entre le lieu de défaut et le poste source ;
- $L_{mes}$  la distance entre le point de mesure et le poste source.

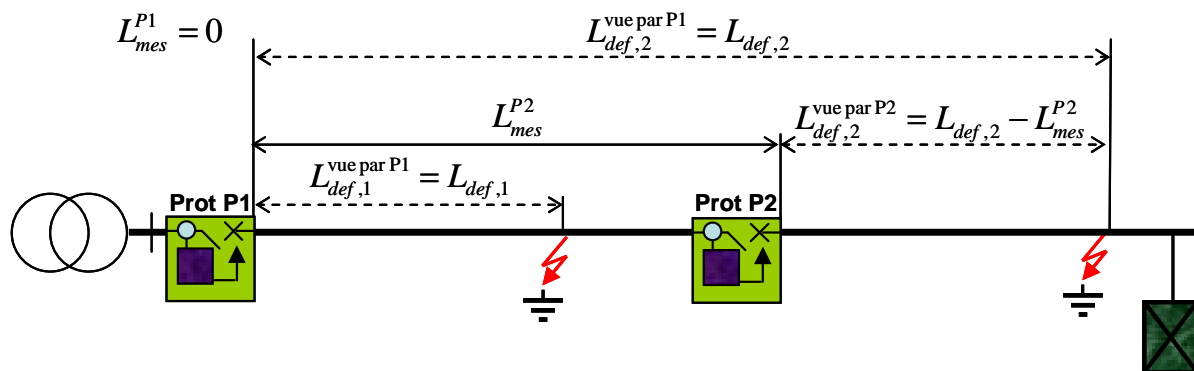


Figure II-5 Les positions des défauts et des protections

Afin de simplifier les équations, nous négligeons les charges dans nos études. Nous présentons maintenant les résultats de l'analyse électrotechnique suivant les types de défaut. Nous concentrons nos analyses sur le cas de défaut monophasé car celui-ci est le plus fréquent.

### 3.2 Les résultats suivant les défauts

Nous avons envisagé de considérer les évolutions des grandeurs comme la tension, la puissance, ou l'impédance (autres que le courant actuellement utilisé, ainsi que toute combinaison de ces deux dernières). Les calculs sont conduits à partir des formules avec les composantes symétriques dans le cas général. Les résultats sont présentés en fonction du type de défaut. Nous analysons les évolutions des différentes composantes de la tension, courant et impédance. Dans cette analyse, nous présenterons et étudierons les modules de tension et de courant. Le but sera de trouver la grandeur qui permettra la discrimination la plus précise du lieu de défaut. Les variations les plus importantes à suivre sont les variations en fonction du lieu de défaut (pour un point de mesure fixé) car, pour une protection distribuée, ces variations permettent d'effectuer la différence entre les zones de défaut. Les variations en fonction du point de mesure sont intéressantes afin de régler toutes les protections avec des seuils communs (un réglage de protections universel - qui ne dépende pas de la position de la protection). Dans ce cas, les valeurs mesurées (ou calculées à partir des mesures), pour un lieu de défaut donné, seront différentes pour chaque protection. Alors, si la grandeur n'est pas sensible à la variation du point de mesure, elle ne permet pas d'utiliser des seuils communs pour toutes les protections déployées.

Il faut mentionner dès maintenant que pour le cas étudié d'une seule source qui alimente le court-circuit lors d'un défaut, la tension en aval du défaut reste quasiment constante et égale à la tension au point de défaut. Dans le cas d'un défaut franc, cette tension est nulle. Le courant mesuré en aval du défaut est aussi constant mais beaucoup plus petit et correspond aux charges en aval du lieu du défaut (qui font un circuit en parallèle de celui du défaut). La valeur de ce courant dépend de la puissance de court-circuit du système, de la résistance du défaut et du nombre de phases en défaut. Dans le cas d'un défaut franc, ce courant est nul. Par abus de langage, nous appellerons courant direct mesuré la composante directe du courant mesuré. Il en sera de même pour les autres composantes et les autres variables électriques.

Nous avons noté :

- $V^n$  - la tension directe générée par la source ;
- $x \in \{1,2,0\}$  - les indices correspondant aux types direct, inverse et homopolaire ;
- $V_{mes}^x$  - la tension mesurée (directe, inverse ou homopolaire) ;
- $I_{mes}^x$  - le courant (direct, inverse ou homopolaire) ;
- $Z_t^x$  - l'impédance (directe, inverse ou homopolaire) du transformateur (cas général) ;
- $Z_L^x$  - l'impédance (directe, inverse ou homopolaire) de la ligne ;



- $R_{def}$  - la résistance du défaut

Ensuite nous présentons l'analyse électrotechnique pour des défauts monophasés et dans l'Annexe 6 pour des défauts polyphasés.

### Défaut monophasé

Dans ce cas, les trois schémas sont en série [Pen-06]. Ceci donne alors le même courant qui passe par tous les schémas et donc les courants direct, inverse et homopolaire sont identiques. A cause de cette symétrie et de l'égalité des impédances directe et inverse de la ligne, entre deux points de la ligne, la chute de la tension directe a la même valeur que celle de la tension inverse. Par conséquent, pour un point de mesure fixé, la différence de la tension directe entre deux points de défaut est égale à la différence de la tension inverse entre ces deux points. L'amplitude de ces différences représente la capacité de discrimination de la tension, alors les deux composantes de la tension sont également discriminantes.

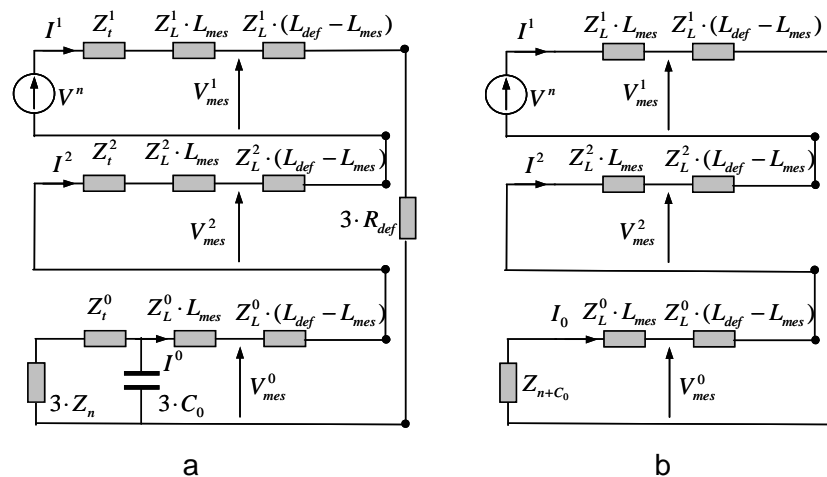


Figure II-6 Le schéma (direct, inverse et homopolaire) dans le cas du défaut monophasé :

a - cas général ; b - cas simplifié avec  $Z_t$  et  $R_{def}$  négligées

Nous avons utilisé la même notation que dans le cas précédent, voir l'équation A-8). Les formules, (II-7), (II-8), (II-9) sont du même niveau de complexité pour le cas d'un défaut biphasé avec terre :

$$V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{mes}}{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{def}} \right] \quad (II-7)$$

$$V_{mes}^2 = -V^n \cdot \left[ \frac{Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{mes}}{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{def}} \right] \quad (II-8)$$

$$V_{mes}^0 = -V^n \cdot \left[ \frac{\frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{mes}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}}{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{def}} \right] \quad (II-9)$$

Si  $Z_t^1, Z_t^2, Z_t^0$  et  $R_{def}$  sont négligées (cas décrit au §3.1) on a les formules de tension suivantes (II-10), (II-11) et (II-12) :

$$V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_L^1 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \right] \quad (II-10)$$

$$V_{mes}^2 = -V^n \cdot \left[ \frac{Z_L^2 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \right] \quad (II-11)$$

$$V_{mes}^0 = -V^n \cdot \left[ \frac{Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \right] \quad (II-12)$$

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction du lieu de mesure, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial V_{mes}^1}{\partial L_{mes}} = - \frac{V^n \cdot Z_L^1}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \Rightarrow \text{Pour un lieu de défaut donné, la tension directe}$$

mesurée diminue linéairement de  $V^n$  à  $p \cdot V^n$ , où  $p$  est décrite dans la formule (II-13), quand on s'approche du point de défaut et après elle reste constante, Figure II-7,a.

$$p = \frac{(Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \quad (II-13)$$

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction du lieu de défaut, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial V_{mes}^1}{\partial L_{def}} = \frac{V^n \cdot Z_L^1 \cdot L_{mes} \cdot (Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0)}{((Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0})^2} \Rightarrow \text{Pour un lieu de mesure donné, la tension directe}$$

mesurée augmente de  $p \cdot V^n$  vers une tension inférieure à  $V^n$  à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ, Figure II-7,b.

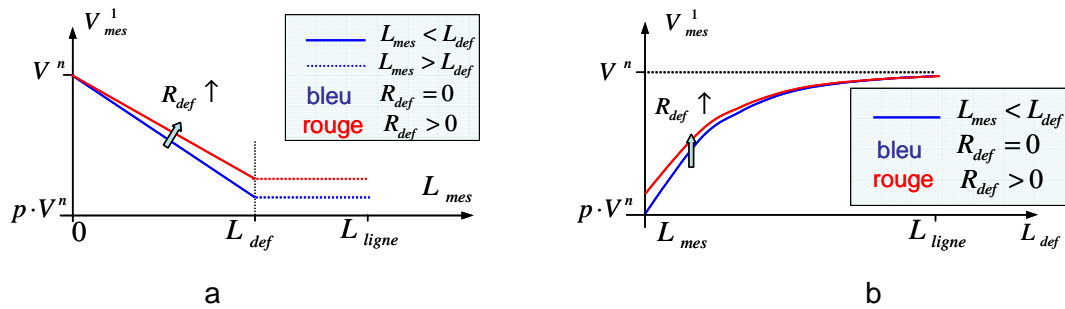


Figure II-7 Défaut monophasé - La variation de la tension directe mesurée en fonction de a – distance de la point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

Si  $Z_L^1 \ll Z_L^2 + Z_L^0 + \frac{Z_{n+C_0}}{L_{def}} \Rightarrow p \rightarrow 1 \Rightarrow \Delta V_{mes}^1 \rightarrow 0$ , voir l'équation (II-13). Sachant que les

impédances directe et inverse de la ligne sont égales, la plage de variation de la tension directe diminue avec les conditions suivantes :

- une grande impédance de mise à la terre ( $Z_n \uparrow$ )
- une importante capacité du départ ( $C_0 \uparrow$ )
- des lignes caractérisées par de grandes impédances homopolaires ( $Z_L^0 \uparrow$ )
- le lieu du défaut est proche de la tête du départ ( $L_{def} \downarrow$ )

❖ **Étude de la sensibilité de la tension inverse en fonction du lieu de mesure, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial V_{mes}^2}{\partial L_{mes}} = - \frac{V^n \cdot Z_L^2}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \Rightarrow \text{Pour un lieu de défaut donné, la tension inverse}$$

mesurée est négative et diminue linéairement à partir de 0 jusqu'au lieu du défaut. Après le lieu du défaut, elle reste égale à  $-q \cdot V^n$ , Figure II-8,a, où  $q$  est décrite dans la formule (II-14).

$$q = \frac{Z_l^i \cdot l_{def}}{(Z_l^d + Z_l^i + Z_l^0) \cdot l_{def} + Z_{n+C_0}} \quad (II-14)$$

❖ **Étude de la sensibilité de la tension inverse en fonction du lieu de défaut, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial V_{mes}^2}{\partial L_{def}} = \frac{V^n \cdot Z_L^2 \cdot L_{mes} \cdot (Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0)}{((Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0})^2} \Rightarrow \text{Pour un lieu de mesure donné, la tension inverse}$$

mesurée augmente et tend vers une tension inférieure à 0 à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ, Figure II-8,b.

Si  $Z_{n+C_0} \gg (Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} \Rightarrow q \rightarrow 0 \Rightarrow \Delta V_{mes}^2 \rightarrow 0$ , voir l'équation (II-14). Cette situation sera possible dans le cas d'impédances de mise à la terre importante ( $Z_n \uparrow$ ), d'un départ très capacitif ( $C_0 \uparrow$ ), de lignes faiblement impédantes ( $Z_L^x \downarrow$ ) et d'un défaut proche du poste source ( $L_{def} \downarrow$ ).

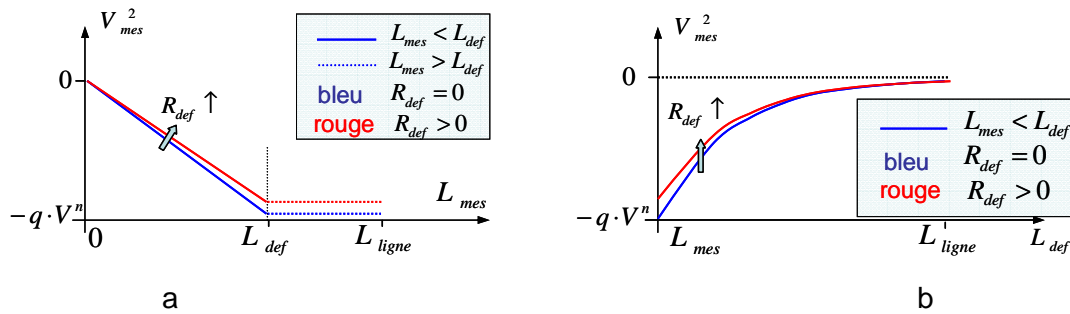


Figure II-8 Défaut monophasé - La variation de la tension inverse mesurée en fonction de a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité de la tension homopolaire en fonction du lieu de mesure, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial V_{mes}^0}{\partial L_{mes}} = - \frac{V^n \cdot Z_L^0}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \Rightarrow \text{Pour un lieu de défaut donné, la tension}$$

homopolaire diminue linéairement à partir de  $-r \cdot V^n$  jusqu'au lieu du défaut; après celui-ci, elle reste constante ( $-s \cdot V^n$ ), Figure II-9,a, où  $r$  et  $s$  sont décrits dans la formule (II-15).

$$\begin{cases} r = \frac{Z_{n+C_0}}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \\ s = \frac{Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}}{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \end{cases} \quad (II-15)$$

Ces coefficients dépendent de la mise à la terre. Evidemment, la différence entre ces deux coefficients représente la plage de variation. La taille de cette plage dépend alors de leur évolution. Un grand facteur d'évolution est la distance jusqu'au défaut (la plage augmente avec l'éloignement du lieu du défaut vers la fin du départ).

Si  $Z_{n+C_0} \gg (Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} \Rightarrow \begin{cases} r \rightarrow 1 \\ s \rightarrow 1 \end{cases} \Rightarrow \Delta V_{mes}^0 \rightarrow 0$ , voir l'équation (II-15). La plage diminuera

pour les mêmes conditions que dans le cas de la plage de variation de la tension inverse : dans le cas d'impédance de mise à la terre importante ( $Z_n \uparrow$ ), départ très capacitif ( $C_0 \uparrow$ ), lignes faiblement impédantes ( $Z_L^x \downarrow$ ) et défaut proche de poste source ( $L_{def} \downarrow$ ).

❖ **Étude de la sensibilité de la tension homopolaire en fonction du lieu de défaut, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial V_{mes}^0}{\partial L_{def}} = \frac{V^n \cdot (Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot (Z_L^0 \cdot L_{mes} + Z_{n+C_0})}{((Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0})^2} \Rightarrow \text{Pour un lieu de mesure donné, la tension}$$

homopolaire augmente linéairement depuis une tension supérieure à  $-V^n$  et tend vers  $-r \cdot V^n$  à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ, Figure II-9,b.

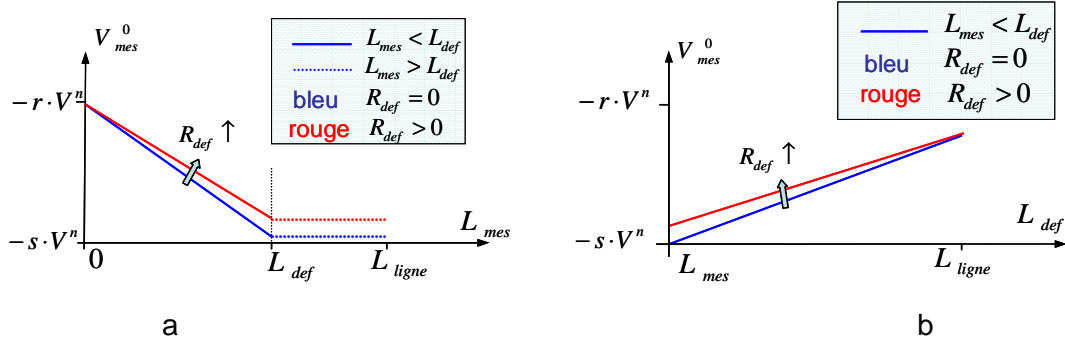


Figure II-9 Défaut monophasé - La variation de la tension homopolaire mesurée en fonction de  
a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité des tensions directe, inverse et homopolaire en fonction de la résistance de défaut, pour un défaut monophasé**

Comme pour tous les autres cas de défaut, l'augmentation de la résistance de défaut diminue la plage de variation de la tension utilisée pour faire la discrimination.

En conclusion, toutes les composantes de la tension voient leur plage de variation diminuer avec l'augmentation de l'impédance de mise à la terre, mais la composante homopolaire

peut apporter en plus la capacité de détection (pour la même raison qu'elle existe seulement lors d'une liaison à la terre par un défaut). Si on regarde seulement la discrimination, la décision doit être faite après la décision des impédances de mise à la terre envisagées car ces composantes varient différemment avec ces impédances. Nous déciderons alors d'après les résultats sur un départ d'étude. Par la suite, nous présentons les variations du courant lors d'un défaut monophasé.

❖ **Étude de la sensibilité des courants direct, inverse et homopolaire en fonction de la résistance de défaut, pour un défaut monophasé**

Comme attendu, la sensibilité des grandeurs étudiées à la résistance du défaut,  $R_{def}$ , diminue toujours lors de l'augmentation de cette résistance du défaut. Comme nous avons déjà vu pour la tension dans le cas du défaut monophasé et pour le courant dans le cas du défaut biphasé avec la terre, le courant lors d'un défaut monophasé dépendra aussi de la capacité de la ligne et de l'impédance de mise à la terre. Cette dépendance compliquera les calculs, rendant l'interprétation des équations plus difficile, (II-16),(II-17) et (II-18) car le schéma, comme il est montré dans la Figure II-6, est plus complexe que les schémas des défauts entre les phases sans la terre. C'est pourquoi la dépendance causera des difficultés de discrimination supplémentaires pour les réseaux de distribution. Cet effet pourra être renforcé par l'hétérogénéité entre lignes et câbles.

Le courant direct mesuré lors d'un défaut monophasé sera décrit par la formule :

$$I_{mes}^1 = \frac{V^n}{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + 3 \cdot R_{def} + \frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} + Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{def}} \quad (II-16)$$

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction du lieu de mesure, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial I_{mes}^1}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow \text{Aucune différence pour la pente de variation en fonction du lieu de mesure.}$$

Elle est nulle aussi pour le courant direct lors d'un défaut monophasé (Figure II-10,a).

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction du lieu de défaut, pour un défaut monophasé**

Le courant direct diminue et tend vers  $I^n$  si le lieu de défaut se déplace vers la fin du départ du départ pour un lieu de mesure donné. On observe que la pente ne varie pas de manière aussi importante que dans les autres cas de type de défaut, comme il est présenté dans la Figure II-10,b.

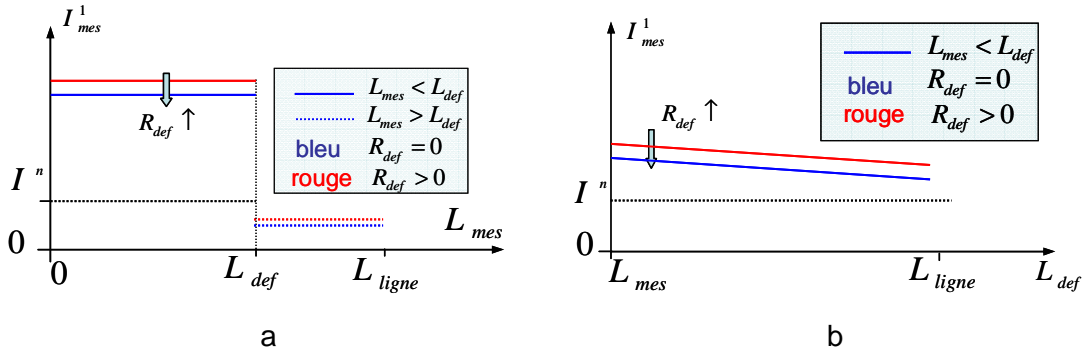


Figure II-10 Défaut monophasé - La variation du courant direct mesuré en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

Le courant inverse, présenté dans l'équation (II-17) est égal au courant direct, présenté dans l'équation (II-16). Donc, du point de vue de la discrimination, cette composante inverse n'apporte aucun avantage supplémentaire par rapport au courant direct :

$$I_{mes}^2 = \frac{V^n}{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + 3 \cdot R_{def} + \frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} + Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{def}} \quad (II-17)$$

❖ **Étude de la sensibilité du courant inverse en fonction du lieu de mesure, pour un défaut monophasé**

$\frac{\partial I_{mes}^2}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow$  Il n'y a pas de variations le long de la ligne pour un lieu de défaut donné en aval de la mesure (Figure II-11,a).

❖ **Étude de la sensibilité du courant inverse en fonction du lieu de défaut, pour un défaut monophasé**

Comme attendu, le courant inverse a une variation identique au courant direct, ayant la même formule. Donc pour un lieu de mesure donné, le courant mesuré diminue et tend vers  $I^n$  si le lieu du défaut tend vers la fin du départ, (Figure II-11,b). La plage de variation du courant inverse et du courant direct n'est pas très grande. Alors les courants direct et inverse ne sont pas trop sensibles aux variations du lieu du défaut et donc la discrimination de la zone en défaut en utilisant ces courants est plus difficile que dans les autres cas présentés précédemment.

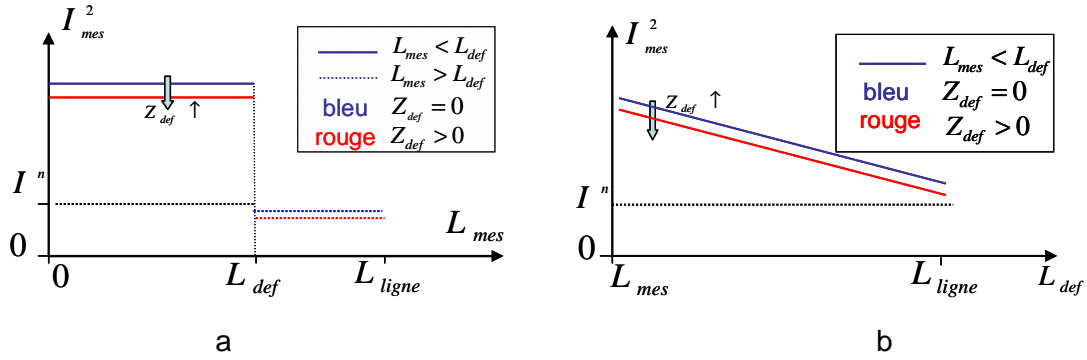


Figure II-11 Défaut monophasé - La variation du courant inverse en fonction de la résistance de défaut et de la : a - distance du point de mesure ; b - distance du lieu de défaut

Et finalement le courant homopolaire sera décrit par l'équation :

$$I_{mes}^0 = - \frac{V^n}{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + 3 \cdot R_{def} + \frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{def}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}} \quad (II-18)$$

❖ Étude de la sensibilité du courant homopolaire en fonction du lieu de mesure, pour un défaut monophasé

$\frac{\partial I_{mes}^0}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow$  Le courant homopolaire ne varie pas en fonction du point du mesure pour un

lieu de défaut fixé (Figure A-33,a, présentée dans l'Annexe 6).

❖ Étude de la sensibilité du courant homopolaire en fonction du lieu de défaut, pour un défaut monophasé

La composante homopolaire du courant de défaut lors d'un défaut monophasé est aussi peu sensible aux variations du lieu du défaut. Elle diminue et tend vers  $I_n$  à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ. La pente de cette variation reste quasiment constante le long de la variation.

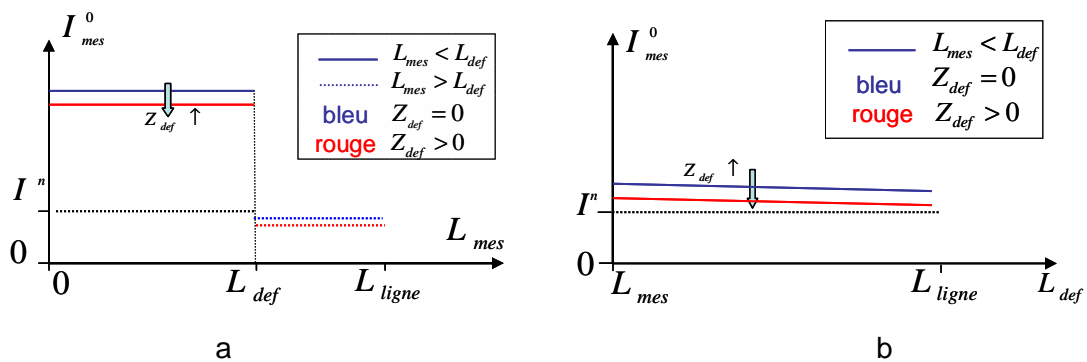


Figure II-12 Défaut monophasé - La variation du courant homopolaire en fonction de la résistance de défaut et de la : a - distance du point de mesure ; b - distance du lieu de défaut



❖ **Étude de la sensibilité des courants direct, inverse et homopolaire en fonction de la résistance du défaut, pour un défaut monophasé**

L'influence de la résistance du défaut sur les composantes symétriques est la plus mauvaise par rapport aux précisions de discrimination dans le cas de défauts monophasés. La raison n'est pas la complexité du schéma, mais le fait que les défauts monophasés peuvent avoir des résistances de défaut élevées. Donc, même si la sensibilité des grandeurs par rapport au lieu du défaut est quasiment la même pour les différents types de défaut, la probabilité élevée d'apparition d'un défaut monophasé résistif augmente la plage de résistance de défaut pour laquelle il faut régler les protections afin d'assurer un pourcentage de réussite acceptable.

A cause de la faible sensibilité des composantes du courant à la variation du lieu de défaut, nous préférons utiliser la tension (le choix de la composante symétrique utilisée sera fait en fonction de l'impédance de mise à la terre ; pour l'instant, la composante homopolaire semble le meilleur choix). Nous considérons maintenant l'impédance comme élément de discrimination.

**L'impédance (rapport V/I)**

Cette impédance correspond à la forme simple du rapport entre la tension mesurée et le courant mesuré. Même si cette formule ne calcule pas la vraie impédance de la ligne entre le lieu du défaut et le point de mesure, elle peut apporter des informations de variations d'une impédance calculée en fonction du lieu de défaut et du lieu de mesure. A cause de la sensibilité des grandeurs de phase mesurées (tension et courant) à la résistance du défaut, nous avons aussi cherché les évolutions d'une autre grandeur qui serait calculée sur la base de grandeurs mesurées. Une grandeur calculée pourrait conduire à une meilleure discrimination si l'on arrive dans sa formule à éliminer cette dépendance à l'impédance du défaut. Evidemment, les grandeurs physiques calculées qui utilisent le courant et la tension seront la puissance et l'impédance. Nous montrerons dans cette partie analytique les variations de l'impédance car celle-ci est déjà utilisée dans les protections de distance dans les réseaux de transport.

Les impédances pour les composantes directe, équation (II-19), inverse, équation (II-20) et homopolaire, équation (II-21), sont présentées ci-dessous :

$$Z_{calc}^1 = \frac{V_{mes}^1}{I_{mes}^1} = Z_L^1 \cdot (L_{def} - L_{mes}) + 3 \cdot R_{def} + Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{def} \quad (II-19)$$

$$Z_{calc}^2 = Z_t^2 + Z_l^2 \cdot L_{mes} \quad (II-20)$$

$$Z_{calc}^0 = Z_{n+C_0} + Z_l^0 \cdot L_{mes} \quad (II-21)$$

En regardant ces formules et avant de faire les simplifications, on observe que l'impédance directe calculée comporte dans sa formule la résistance de défaut mais les impédances inverse et homopolaire ne la comportent pas. Ces deux dernières impédances ne correspondent pas aux impédances jusqu'au défaut mais aux impédances entre le poste source et le point de mesure. Ces deux impédances ne varient pas en fonction du lieu du défaut et donc elles ne sont pas utilisables pour la discrimination. Il semble alors plus logique d'utiliser l'impédance directe comme grandeur discriminante, les deux autres seront inutilisables toutes seules. Nous présenterons les sensibilités aux variations du lieu du défaut et du point de mesure pour la composante directe de l'impédance calculée.

Les limites de variation de l'impédance calculée directe sont décrites dans le cas d'un défaut franc. Pour les défauts résistifs, la valeur de la résistance de défaut est ajoutée aux valeurs des limites de variation :

- la limite inférieure obtenue pour  $L_{def}=L_{mes}=0$  et alors l'impédance est de

$$Z_{calc}^1 = Z_{n+C0} + Z_t^2$$

- la limite supérieure est toujours pour le point de mesure en tête du départ, donc  $L_{mes}=0$ , mais pour le défaut en fin de ligne, afin d'avoir l'apport de l'impédance linéique entre point de mesure et lieu du défaut le plus important,  $L_{def}=L_{ligne}$ . Cette limite supérieure de l'impédance directe est

$$Z_{calc}^1 = Z_{n+C0} + Z_t^2 + (Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{ligne}$$

❖ **Étude de la sensibilité de l'impédance directe calculée en fonction du lieu de mesure, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial Z_{calc}^1}{\partial L_{mes}} = -Z_L^1 \Rightarrow \text{L'impédance directe calculée diminue à mesure que le point de mesure}$$

s'approche du lieu de défaut fixé. La pente de cette variation est constante et négative, voir la Figure II-13, a.

❖ **Étude de la sensibilité de l'impédance directe calculée en fonction du lieu de défaut, pour un défaut monophasé**

$$\frac{\partial Z_{calc}^1}{\partial L_{def}} = Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0 \Rightarrow \text{On observe que la variation possède une pente positive, constante}$$

et qui a une valeur importante proportionnelle à l'impédance de phase (la somme des composantes symétriques de l'impédance). L'impédance augmente donc de manière importante à mesure que le lieu de défaut s'éloigne du point de mesure vers la fin de la ligne, voir la Figure II-13, b.

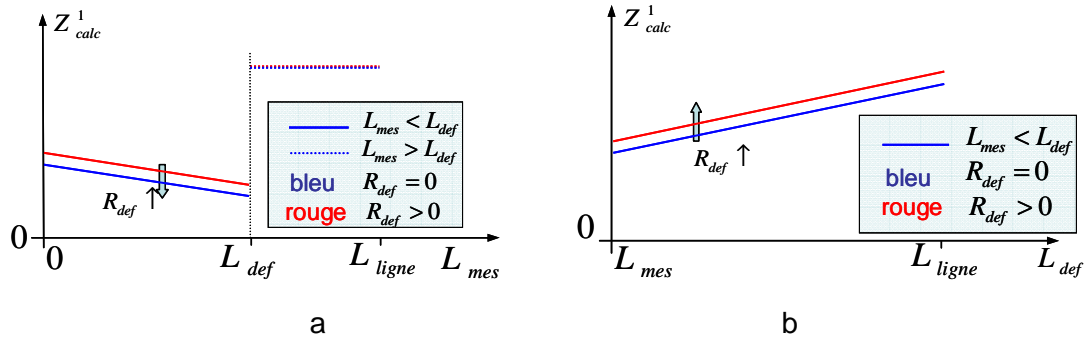


Figure II-13 Défaut monophasé - La variation de l'impédance directe calculée en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité de l'impédance directe calculée en fonction de la résistance du défaut, pour un défaut monophasé**

On observe une forte dépendance à la résistance du défaut. Ceci complique la discrimination. En théorie, on constate que l'impédance directe comporte la résistance de défaut dans sa formule, mais elle intervient dans une opération arithmétique du premier ordre. En admettant que la résistance de défaut est purement résistive (ou que sa partie résistive est bien plus grande que sa partie réactive), on peut conclure que la partie imaginaire de l'impédance directe n'est pas influencée par les variations de la résistance de défaut (Figure II-14 afin de simplifier la figure, le lieu de mesure a été choisi au poste source,  $L_{mes}=0$ ).

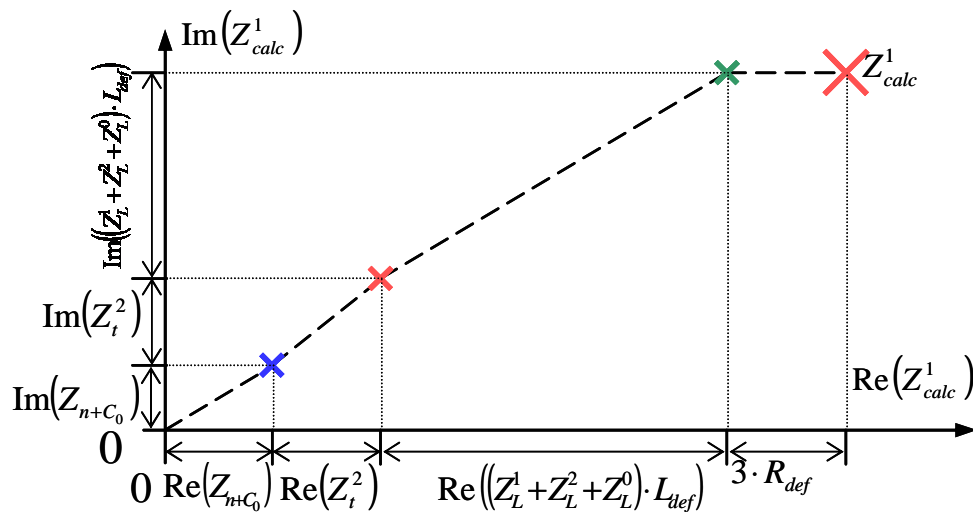


Figure II-14 Les éléments de la formule de l'impédance calculée pour la protection poste source

Mais les protections de distance calculent plutôt une impédance de phase dans le cas d'un défaut monophasé, comme il est montré dans l'équation (II-22). Nous étudions l'impédance de la phase en défaut (supposée la phase A seulement pour la notation des paramètres et grandeurs). L'utilisation d'une grandeur de phase simplifiera aussi la mise en œuvre de

l'algorithme car on peut éviter les décompositions en composantes symétriques (même si l'explication des phénomènes repose sur ces composantes symétriques lors d'un défaut). La formule utilisée est la suivante :

$$Z_A = \frac{V_A}{I_A} \text{ où } V_A = V^1 + V^2 + V^0 \text{ et } I_A = I^1 + I^2 + I^0 \quad (II-22)$$

Un des avantages de la formule (II-22) est que l'on utilise des grandeurs de phases et donc il n'est plus nécessaire de calculer les composantes symétriques. Mais afin d'analyser les variations, nous avons exprimé cette formule en composantes symétriques. En remplaçant les composantes symétriques par les équations (II-10), (II-11), (II-12), (II-16), (II-17), (II-18), la formule devient l'équation (II-23).

$$Z_A = \frac{(Z_L^1 + Z_L^2 + Z_L^0) \cdot (L_{def} - L_{mes}) + 3 \cdot R_{def}}{3} \quad (II-23)$$

L'impédance de phase dépend de la somme des composantes symétriques de l'impédance et de la résistance de défaut. Par conséquent, ses variations ressemblent à celles de l'impédance directe calculée (sauf que la sensibilité de l'impédance de phase est plus importante en fonction du lieu de mesure que celle de l'impédance directe calculée). L'impédance calculée varie considérablement en fonction du lieu de défaut. Mais, dans cette section, nous ne pourrions pas comparer les plages de variation de l'impédance et de la tension, sans une analyse des pourcentages de variation par rapport aux valeurs mesurées ou calculées en fonctionnement normal. Les résultats sur un départ d'étude réel montreront la grandeur la plus discriminante entre ces deux grandeurs (§4.3.2). En conclusion, entre toutes les grandeurs possibles, l'impédance se révèle la plus prometteuse car, nous pourrions éviter l'apport de la résistance du défaut aux erreurs de discrimination. Ce point positif peut être considéré comme un grand avantage par rapport à la sensibilité au lieu de défaut ou la capacité de détecter le défaut.

### 3.3 Conclusion sur l'analyse électrotechnique

L'analyse électrotechnique a montré que le choix de la grandeur « optimale » (parmi celles étudiées) afin de mieux discriminer la zone en défaut, repose surtout sur la sensibilité face aux variations du lieu du défaut et de la résistance de défaut. Nous avons analysé les grandeurs mesurables, la tension et le courant pour tous les types de défaut. Nous nous sommes concentrés sur le défaut monophasé car il est le plus fréquent et le plus difficile à traiter du point de vue des protections. Les résultats obtenus suite à l'analyse électrotechnique pour le défaut monophasé sont présentés dans le Tableau II-1.

Tableau II-1 Les performances des grandeurs pour un défaut monophasé

	$V^1$	$V^2$	$V^0$	$I^1$	$I^2$	$I^0$	$Z^1$	$Z_A$
Sensibilité à $L_{mes}$	+	-	+	--	--	--	-	+
Sensibilité à $L_{def}$	-	-	++	-	-	-	++	++
Détection du défaut	-	+	++	-	+	++	+	+
Synthèse	-	-	++	-	-	-	+	+

Même si après les conclusions tirées du tableau précédent, on favorise la tension homopolaire pour ses capacités de discrimination et aussi de détection, l'impédance a un avantage supplémentaire. Elle peut avoir une faible variation à la résistance du défaut (comme nous l'avons expliqué dans l'analyse et comme il sera souligné dans le chapitre III). De plus, on cherche plutôt une grandeur discriminante qu'une grandeur qui peut détecter les défauts. Nous proposerons donc que la grandeur à retenir pour la mise en place d'un plan de protection soit l'impédance de phase, dans une version qui s'approche de celle utilisée dans les protections de distance.

Il convient maintenant d'expliquer comment mettre en place le plan de protection en décrivant la grandeur utilisée pour la détection du défaut et comment déterminer les différentes zones associées aux protections de distance déployées dans le départ. Il faudra aussi déterminer quelle est la perturbation introduite par la résistance de défaut sur les capacités de discrimination de la méthode retenue.

#### 4 Logique de protection dans un réseau de distribution – cas du défaut monophasé

Dans un premier temps, on propose d'avoir recours à trois protections actives en série : la première, en tête de départ et les deux autres en réseau. La logique repose sur deux étapes successives : détection et discrimination. Le but d'avoir deux étapes est d'améliorer les performances. A cause de la difficulté de la discrimination de la zone en défaut, la grandeur utilisée doit être optimale pour cette étape. C'est pourquoi, nous avons choisi d'exploiter deux grandeurs optimales pour chaque étape : détection et discrimination.

Dans un second temps, nous expliquerons, plus en détails, la logique et la nouvelle limite théorique du nombre de protections déployées dans la partie 4.4.

Pour illustrer les résultats obtenus, nous allons considérer un réseau sur lequel nous allons conduire ces études. Dans le chapitre IV, nous considérerons la portabilité de la méthode retenue sur un autre départ.

## 4.1 Réseau d'étude

Le réseau d'étude est un départ rural d'un réseau de distribution HTA réel. Le départ présenté dans la Figure II-15, est connecté à un poste source avec un transformateur DY de 36 MVA. La mise à la terre est  $Z_{\text{malt}}=12+12j \Omega$ . Au début du départ, il y a un unique câble souterrain et le reste du départ ne contient que des lignes aériennes. Plus de détails sur le départ peuvent être trouvés dans Tableau II-2 et les annexes. Les détails sur les caractéristiques des conducteurs sont présentés dans l'Annexe 7 et les détails sur les charges sont présentés dans l'Annexe 8. La figure présente aussi les positions choisies pour installer des protections (carrés verts) ainsi que les positions choisies pour effectuer des défauts (ronds bleus) dans le cadre des simulations effectuées dans cette étude.

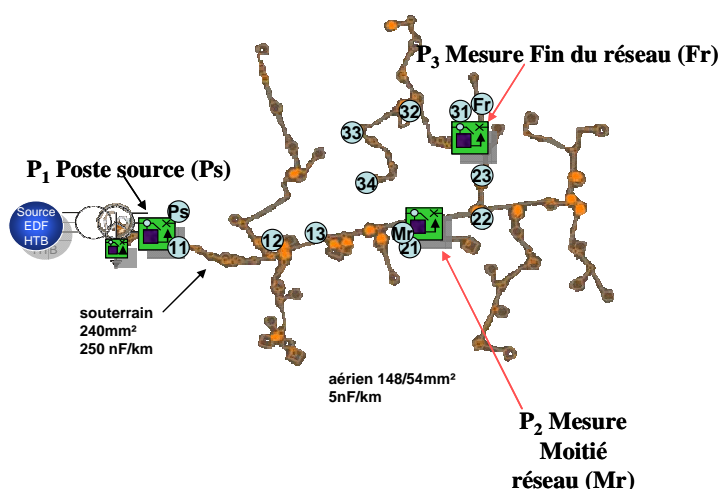


Figure II-15 Schéma du départ étudié avec les lieux de défaut et protections déployées

Tableau II-2 Caractéristiques du départ C0202

Capacitif du départ (3 lo en A) (sous 20 kV)	11.39
Nb clients BT	449
Nb. clients HTA	7
Puissance apparente totale du départ (kVA)	1143
Chute de tension max (%)	0.265
Icc biphasé min. (A)	1777
Proportion de câble souterrain (% de la longueur totale)	14.78
Longueur du chemin le plus long (km)	8.8
Longueur totale du départ (km)	27.6
Nb. d'organes de coupure télécommandés (dont Nb. DRR)	2 (0)
Mise à la terre du neutre au poste source	12+12j
Pcc réseau amont (MVA)	250

Le départ est simulé seul et il n'y a pas de capacitif des autres départs qui s'ajoutent au capacitif du départ étudié. Dans la Figure II-15, nous proposons de regarder les trois protections telles que présentées : PS - poste source, MR - moitié réseau et FR - fin réseau. Les lieux de défaut ont été nommés en fonction de la position en réseau : 11,12 et 13 après

la première protection, PS, d'où le premier chiffre, 1 ; 21, 22 et 23 après la deuxième protection, MR et les derniers 31, 32, 33 et 34 après la troisième protection, FR. Les lieux sont situés juste en aval de la protection correspondante (PS, MR et FR). Le nombre de protections et le nombre de lieux de défaut ont été choisis sur le plus long et le plus impédant chemin. Les lieux de défaut ont été équirépartis en impédance pour obtenir des valeurs dont la cohérence est facile à vérifier. L'impédance directe de ligne,  $Z^1$ , entre chaque lieu défaut est toujours constante et égale en module à  $0.7 \Omega$ . Les protections sont alors aussi équi-réparties en impédance.

## **4.2 La grandeur utilisée pour la détection du défaut**

La détection est réalisée par la mesure de courant homopolaire, donc par le critère ampèremétrique avec la directionnalité (Annexe 3). On se place dans l'hypothèse d'un réseau de distribution avec plusieurs GED (Génération Electrique Distribuée). Leur apport en courant de court-circuit ne doit pas perturber la détection de défaut à cause du sens du courant, d'où la nécessité de la directionnalité. Malheureusement, le courant n'est pas le meilleur choix de détection dans un réseau avec le neutre compensé. Dans ce cas, on peut envisager d'utiliser une protection de type PWH (Protection Wattmétrique Homopolaire, chapitre I, partie 4.2.4). Ses avantages par rapport à la protection ampèremétrique sont les suivants :

- son aspect directionnel (incorporé intrinsèquement) ;
- ses performances élevées pour tous les types de mise à la terre du neutre ;
- sa sensibilité supérieure pour les défauts résistifs.

Sachant que la PWH est une protection qui mesure le courant et la tension, son coût est élevé car elle a besoin de transformateurs de mesure pour ces deux grandeurs mesurées. Ceci peut donc conduire à une plus faible précision des mesures à cause de l'imprécision de ces deux transformateurs. Si la grandeur que l'on choisit pour la discrimination est la tension ou repose sur la tension, le coût plus élevé de notre système de protection sera alors justifié pour la détection.

Nous proposons donc de commencer par une détection faite sur le critère PWH pour le neutre compensé et sur un critère ampèremétrique (le courant homopolaire) pour les autres mises à la terre. Le point clef de la logique de protection sera la discrimination, présentée ensuite.

## **4.3 La grandeur utilisée pour la discrimination de zone en défaut**

Nous allons considérer les grandeurs les plus « prometteuses » retenues suite à l'analyse électrotechnique. La grandeur que nous retiendrons devra conduire au plan de protection le

plus robuste à la variation de la résistance de défaut et être le plus sensible à la position du défaut. C'est pourquoi nous commençons par présenter la démarche retenue pour établir les seuils permettant de discriminer le défaut dans une des zones protégées. Nous analyserons alors ces différentes grandeurs afin d'obtenir le plan de protection (seuil et temporisation) le plus performant possible.

### 4.3.1 Choix des seuils de temporisation pour la discrimination

La discrimination de la zone en défaut doit être faite par une grandeur qui est suffisamment influencée par la distance entre le point de mesure et le lieu du défaut et qui varie le moins en fonction de la résistance de défaut. L'influence de la distance de défaut est importante pour pouvoir discriminer les zones en défaut et illustre ainsi la capacité de discrimination. Premièrement, nous présentons les influences de ces deux paramètres. Nous expliquons le fonctionnement de la logique de discrimination par seuils et ensuite, dans les sous paragraphes suivants, nous montrons les résultats obtenus pour les différentes grandeurs. A la fin de cette partie, nous concluons sur le choix de la grandeur utilisée pour la discrimination.

D'après l'étude électrotechnique, nous savons que l'impédance de phase est une bonne candidate. Nous allons vérifier nos premières conclusions ainsi qu'illustrer comment mettre en place un plan de protection avec trois protections en série dans le départ.

La Figure II-17 présente la variation de la partie imaginaire du rapport entre la tension et le courant de la phase en défaut,  $\text{Im}(V_a/I_a)$ , donnée à titre d'exemple pour présenter la problématique liée à la sélectivité. Nous allons présenter quelles sont les propriétés que doit respecter la grandeur utilisée pour la discrimination afin d'avoir le meilleur comportement du plan de protection.

Dans la Figure II-16, nous rappelons la division du départ en fonction de ces lieux de défaut equi-répartis en impédance directe de la ligne. L'impédance  $Z_{Ls}^1$  est l'impédance directe de section.

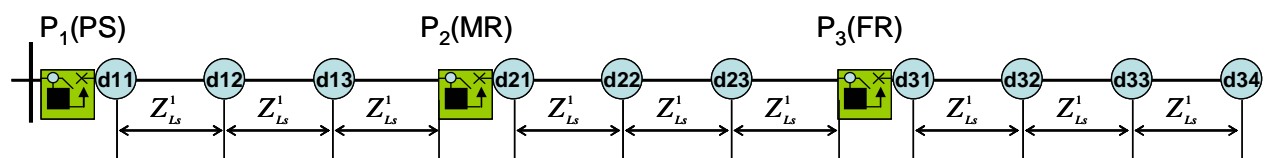


Figure II-16 Sectionnement du départ afin d'équi-répartir les lieux de défaut

Les trois courbes sont les valeurs calculées par les trois protections (PS, MR et FR).



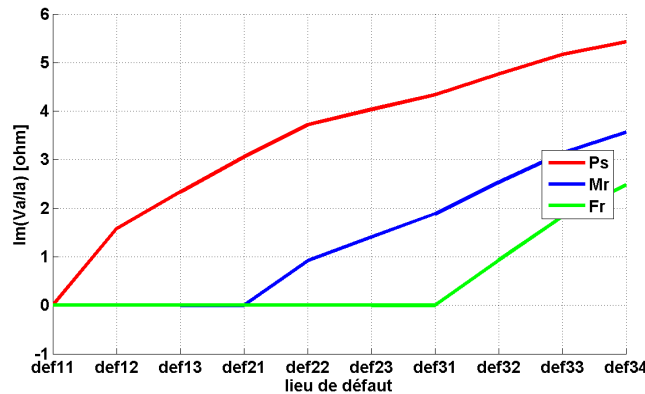


Figure II-17 La variation de l'impédance de phase en fonction du lieu du défaut

Nous rappelons que la troisième protection ne nécessite pas de temporisation et donc la discrimination ne porte que sur les deux premières protections. Evidemment, dans le cas d'une reconfiguration, où la protection FR viendra secourir une autre protection en série, elle devra être réglée en conformité, ainsi que les protections présentes sur l'autre départ secouru. Les zones qui sont définies ensuite peuvent causer des doubles déclenchements à cause des erreurs, notamment de mesure. Par exemple un défaut qui a eu lieu en aval de la protection  $P_2$  (défaut d21), peut être discriminé dans la première zone par la  $P_1$  qui déclenchera en même temps (instantanément) avec la protection en aval (les charges jusqu'à la protection  $P_2$  seront déconnectées par erreur).

Nous commençons par des zones délimitées par les définitions suivantes afin de justifier la nécessité de les améliorer. Comme il est montré à la Figure II-18, la première protection possède deux seuils de discrimination :

- seuil 1  $P_1$ , qui correspond à la valeur calculée pour un défaut à l'endroit 21, après la protection MR ; il s'agit d'un seuil de discrimination pour des défauts apparaissant entre les protections  $P_1$  et  $P_2$
- seuil 2  $P_1$ , qui correspond à la valeur calculée pour un défaut à l'endroit 31, après la protection FR ; il s'agit d'un seuil de discrimination pour les défauts en aval de la protection  $P_2$  afin de secourir la protection  $P_2$  voire la protection  $P_3$  (au cas où  $P_3$  ne serait pas efficacement secourue par  $P_2$ )

La deuxième protection possède un seul seuil de discrimination, seuil 1  $P_2$ , qui correspond à la valeur calculée pour un défaut à l'endroit 31, après la protection FR, seule protection que MR secourt. Les valeurs des seuils correspondent aux valeurs associées aux limites des zones protégées par les protections.

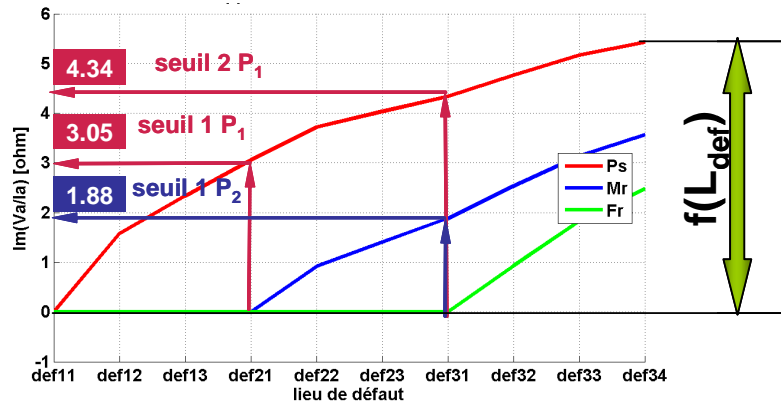


Figure II-18 Le choix de seuils, et la sensibilité au lieu de défaut

La variation en fonction de  $L_{\text{def}}$  est présentée dans la Figure II-18. On peut facilement observer une grande sensibilité de la grandeur avec la position du défaut et cela apporte de la précision pour la discrimination des zones en défaut.

Par exemple pour PS, la première zone est délimitée par les valeurs 0 et seuil 1  $P_1$ . Cette zone correspond aux défauts entre PS et MR (la première protection secourue par PS) et le déclenchement alors est instantané ( $t_0$ ). La deuxième zone est délimitée par les valeurs seuil 1  $P_1$  et seuil 2  $P_1$  et correspond aux défauts entre MR et FR (la deuxième protection secourue par PS). La temporisation est alors de  $t_0 + \Delta t$ . Finalement, la troisième zone définie pour toutes les valeurs supérieures au seuil 2  $P_1$ , est protégée par PS avec une temporisation de  $t_0 + 2 \cdot \Delta t$  et correspond à tous les défauts plus éloignés que FR (Figure II-19).

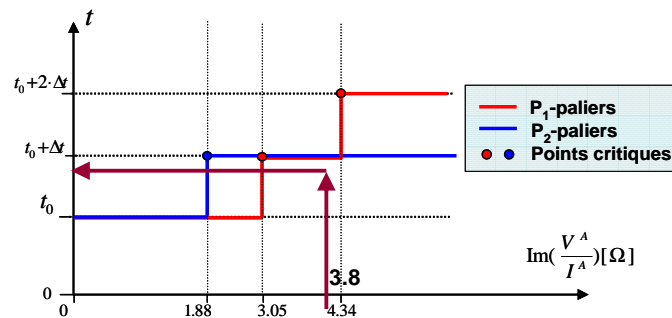
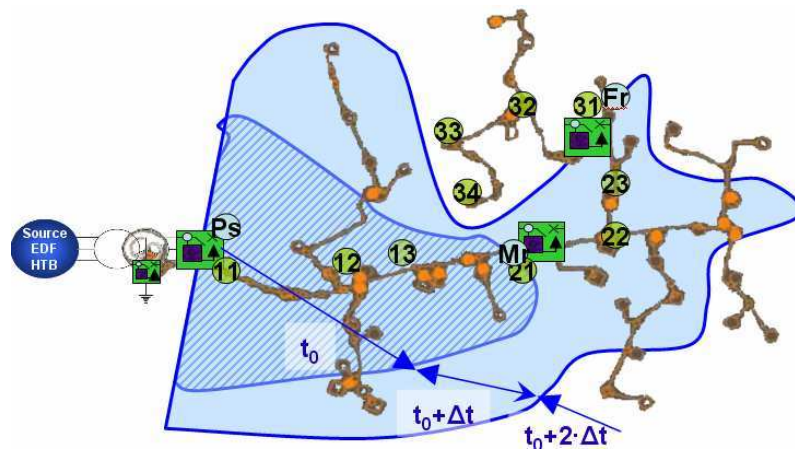


Figure II-19 Les temporisations en fonction des seuils

Le cas de déclenchement normal pour un défaut franc (pour lequel les réglages sont faits) est présenté dans la Figure II-20. Nous avons représenté les zones associées aux différentes temporisations pour la protection en tête de départ. Le tableau présente les temporisations associées aux deux protections en fonction de la position du défaut.



	Lieu du défaut franc									
	11	12	13	21	22	23	31	32	33	34
PS	$t_0$	$t_0$	$t_0$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$
MR				$t_0$	$t_0$	$t_0$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$

Figure II-20 Temporisations pour un déclenchement normal – défaut franc

La Figure II-21 montre la sensibilité de la grandeur à la variation de la résistance du défaut. Nous donnons l'exemple d'un défaut à la position 31 avec  $R_{\text{def}}=10\ \Omega$ , pour lequel la valeur mesurée au Ps est  $3.8\ \Omega$ . Cette valeur est entre seuil 1  $P_1$  et seuil 2  $P_1$ , alors la logique décidera que le défaut se trouve dans la deuxième zone au lieu de la troisième zone et la protection déclenchera plus précocement qu'attendu.

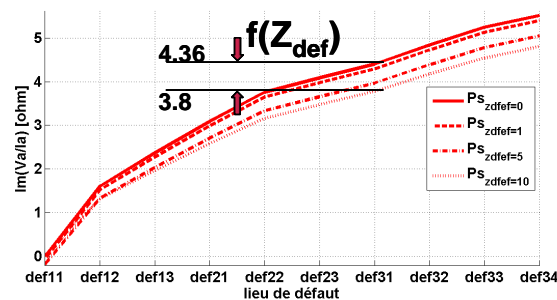
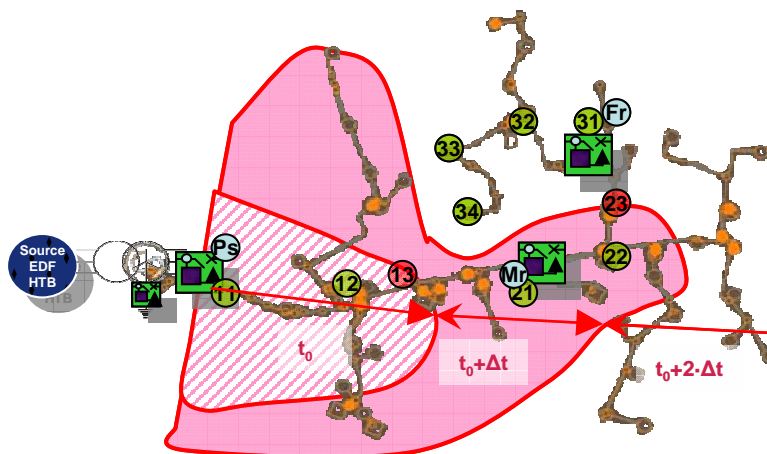


Figure II-21 L'effet de la sensibilité à la résistance de défaut

Le fait que la grandeur retenue varie beaucoup avec la distance du défaut permet d'augmenter la précision de localisation et donc la sélectivité entre zone. Il diminue aussi l'erreur sur l'impédance calculée lors d'un défaut résistif. Il y a bien évidemment des variations des grandeurs mesurées lors de l'augmentation de la résistance de défaut (par rapport à la résistance de défaut pour laquelle le seuil de réglage de la protection a été calculé). Ces variations peuvent être assez importantes pour des défauts très résistifs. Elles peuvent conduire alors à des valeurs mesurées, pour un défaut résistif au début de la zone, qui dépassent le seuil (qui a été réglé pour un défaut franc à la fin de la zone protégée). Dans cet exemple, le défaut sera « vu » comme en dehors de la zone protégée quelle que

soit sa position. Normalement, une augmentation de la résistance de défaut augmente la distance « vue » jusqu'au défaut en utilisant la plupart des grandeurs mesurées ou calculées. C'est pour cela que la grandeur choisie pour la discrimination doit avoir une grande sensibilité vis à vis du lieu du défaut et une faible sensibilité vis-à-vis de la résistance du défaut. Mais ce qui est le plus important est le rapport de ces deux sensibilités. Plus le rapport entre la sensibilité au lieu de défaut et celle à la résistance de défaut est important, plus les erreurs de discrimination diminueront.

L'augmentation de la résistance de défaut peut avoir deux effets sur la grandeur mesurée : faire varier la valeur dans le même sens que l'éloignement du lieu de défaut ou dans le sens contraire. Le premier effet est présenté à la Figure II-22. La variation, dans le même sens, conduit à interpréter les valeurs comme associées à un défaut vu comme étant plus éloigné qu'en réalité. Les réglages sont faits toujours pour le défaut franc. Si l'on connaissait la probabilité d'apparition des défauts avec leur résistance de défaut associée, on pourrait établir des seuils valables pour une plage de résistances de défaut les plus probables. En conclusion, dans ce premier cas d'effet de la résistance de défaut, le déclenchement est généralement plus tardif. La première zone en défaut « vue » est plus petite que la zone effectivement en défaut. Par exemple, comme nous verrons dans les paragraphes qui suivent, dans ce cas, nous retrouvons des grandeurs comme le courant homopolaire, la puissance apparente homopolaire ou les parties réelles de la tension homopolaire ou du rapport entre la tension simple et le courant de phase.

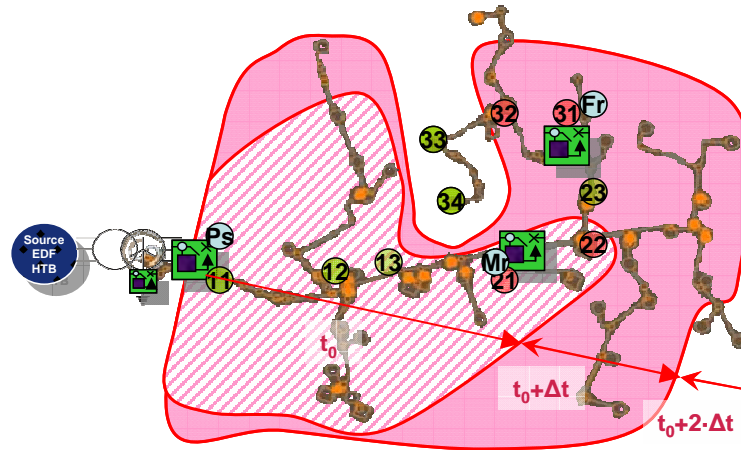


	Lieu du défaut résistif									
	11	12	13	21	22	23	31	32	33	34
PS	$t_0$	$t_0$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$
MR				$t_0$	$t_0$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$

Figure II-22 L'effet de l'augmentation de  $R_{def}$  - déclenchement plus tardif – défaut résistif

Pour le deuxième effet, pour lequel le sens de variation de la grandeur en fonction de la résistance de défaut est contraire au sens de variation en fonction du lieu de défaut, on

déclenche pour le défaut résistif plus précocement que pour le défaut franc. Alors la zone en défaut « vue » est plus grande que la zone effectivement en défaut (Figure II-23). Nous mentionnons que les grandeurs rencontrées dans ce cas sont les parties imaginaires de la tension homopolaire ou du rapport entre la tension simple et le courant de phase.



	Lieu du défaut résistif									
	11	12	13	21	22	23	31	32	33	34
PS	$t_0$	$t_0$	$t_0$	$t_0$	$t_0$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$	$t_0+2\cdot\Delta t$
MR				$t_0$	$t_0$	$t_0$	$t_0$	$t_0$	$t_0+\Delta t$	$t_0+\Delta t$

Figure II-23 L'effet de l'augmentation de  $R_{def}$  - déclenchement plus précoce – défaut résistif

Afin de montrer leurs variations, nous avons simulé avec ATP le réseau décrit dans la section 4.1 et nous avons interprété les résultats sous Matlab. Parmi les grandeurs étudiées, nous présentons les plus intéressantes pour notre étude : le courant homopolaire, la tension homopolaire, la puissance homopolaire (calculée à partir de mesures de tension et courant) et l'impédance (calculée aussi à partir des mesures de courant et tension). Les variations de ces grandeurs seront présentées dans les figures suivantes en montrant deux informations importantes : la variation en fonction du lieu de défaut (en abscisse) et la variation en fonction de la résistance de défaut (les quatre courbes, du  $R_{def}=0\ \Omega$  jusqu'à  $R_{def}=10\ \Omega$ ). Afin de mieux montrer les variations des grandeurs le long du départ, dans cette analyse, les résultats sont présentés, dans la partie 4.3.2, seulement pour le point de mesure PS et chaque courbe comporte les résultats des simulations pour chaque lieu de défaut le long du départ.

### 4.3.2 Analyses de quelques grandeurs calculées utilisables pour la discrimination

Dans la suite, nous chercherons les évolutions obtenues sur ce réseau en utilisant des grandeurs comme le courant homopolaire, la tension homopolaire, la puissance apparente homopolaire (par analogie avec la protection wattmétrique homopolaire) et comme prévu,

l'impédance de la phase en défaut. Ces résultats vérifieront les analyses électrotechniques pour un défaut monophasé montrées dans la partie 3 de ce chapitre et aussi ils apporteront des informations supplémentaires sur les variations de grandeurs lors d'un défaut sur un réseau réel (un des problèmes étant la gestion de l'hétérogénéité des conducteurs d'un réseau de distribution).

### Le courant homopolaire

L'évolution du courant homopolaire en fonction du lieu de défaut devrait suivre l'équation (II-24). Cette équation représente une forme simplifiée de l'équation déjà présentée dans la partie 3. On utilise les formules pour vérifier la cohérence de nos résultats de simulation par rapport à une méthode de calcul « à la main ».

$$I_{mes}^0 = \frac{V^n}{(Z_l^1 + Z_l^2 + Z_l^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \quad (II-24)$$

Les valeurs montrées dans les figures sont calculées en grandeur homopolaire à partir des grandeurs instantanées mesurées aux bornes de la protection PS. La variation du courant homopolaire, calculé à partir des courants de phase simulés, est présentée dans la Figure II-24. La variation de la partie réelle est influencée de manière importante par le lieu de défaut et d'une manière moins importante par la résistance de défaut. La partie réelle est plus importante en valeur absolue que la partie imaginaire.

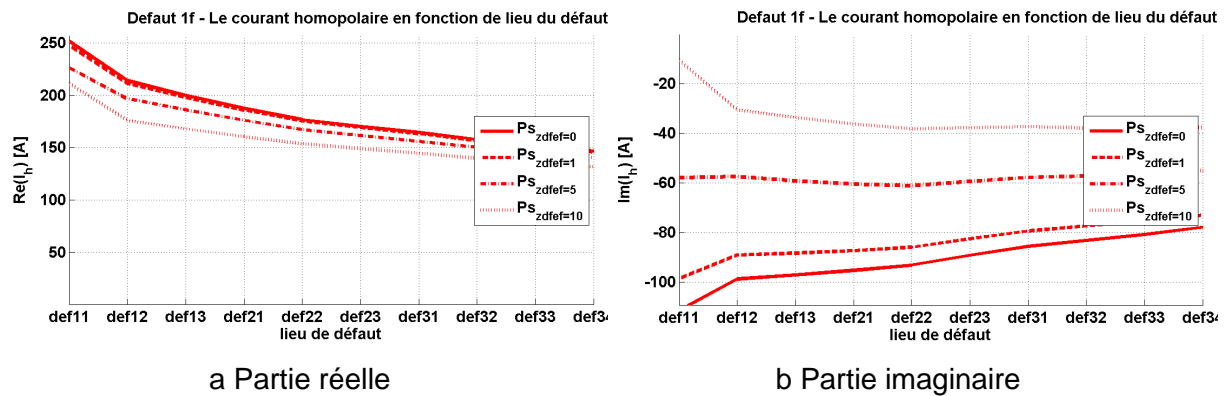


Figure II-24 Les variations du courant homopolaire mesuré au PS en fonction de lieu de défaut et de la résistance de défaut

La partie imaginaire est assez sensible à la résistance de défaut : un défaut avec  $R_{def}=10 \Omega$  en tête de départ est « vu/discriminé » après la fin de la ligne. Sa valeur de courant homopolaire dépasse la valeur qui correspond au défaut franc situé à la fin de la ligne. C'est-à-dire que l'influence de la résistance de défaut est plus importante que l'influence du lieu de défaut. Entre les deux grandeurs utilisables, seule la partie réelle est utilisable car sa plage

de variation est plus importante et semble moins sensible à la résistance de défaut que la partie imaginaire.

### La tension homopolaire

La tension homopolaire est calculée, comme le courant homopolaire, à partir des mesures instantanées. Nous avons vérifié ces calculs avec la formule de calcul, en simplifiant l'équation déjà présentée dans la partie 3 de ce chapitre.

Dans cette formule, nous utilisons la longueur entre le poste source et le point de mesure,  $L_{mes}$ . La partie imaginaire de la tension varie de manière plus importante en fonction du lieu de défaut que la partie réelle (Figure II-25). Les deux parties de la tension homopolaire ont presque la même erreur ( $\approx 37\%$ , calculée entre la valeur obtenue pour un défaut franc au def11 et la valeur pour un défaut de  $10\ \Omega$  pour cette même position) en fonction de la résistance de défaut, mais les effets sont opposés. La partie réelle conduit à un déclenchement plus tardif et, par contre, la partie imaginaire conduit à un déclenchement plus précoce. Donc entre ces deux grandeurs, la partie réelle est la meilleure pour le cas étudié. Cette partie imaginaire de la tension homopolaire est plus sensible que la partie réelle du courant homopolaire à la variation de résistance de défaut. Sa sensibilité au lieu de défaut augmente la précision de la détection, mais sa sensibilité est presque double par rapport à la résistance de défaut. Ceci diminue ainsi cette précision pour les défauts résistifs. Alors la tension homopolaire est moins intéressante à utiliser que la partie réelle du courant homopolaire. La tension homopolaire résultante est bien négative comme montré dans l'analyse électrotechnique. Par contre dans les simulations de la vérification de l'analyse, faites avec MATH CAD sur le réseau test, la partie imaginaire est plus petite et positive.

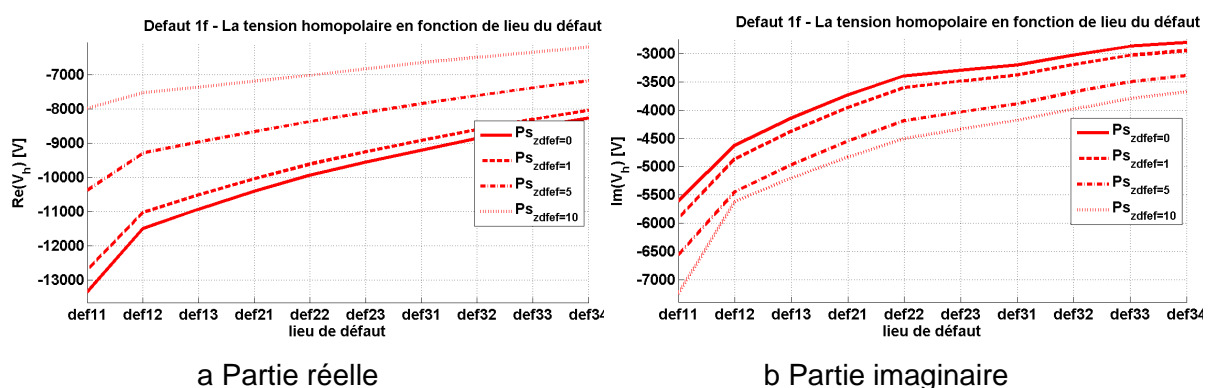


Figure II-25 Les variations de la tension homopolaire mesurée au PS en fonction de lieu de défaut et de la résistance de défaut



### La puissance apparente homopolaire

Pour la puissance, nous avons pris deux approches. La première est classique et correspond au produit entre la tension et courant mesurés, comme il est montré dans la formule (II-25) :

$$S_{mes}^0 = V^0 \cdot \bar{I}^0 = -|V^n|^2 \cdot \left\{ \frac{Z_{n+C_0} + Z_l^0 \cdot L_{mes}}{(Z_l^1 + Z_l^2 + Z_l^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \right\} \quad (II-25)$$

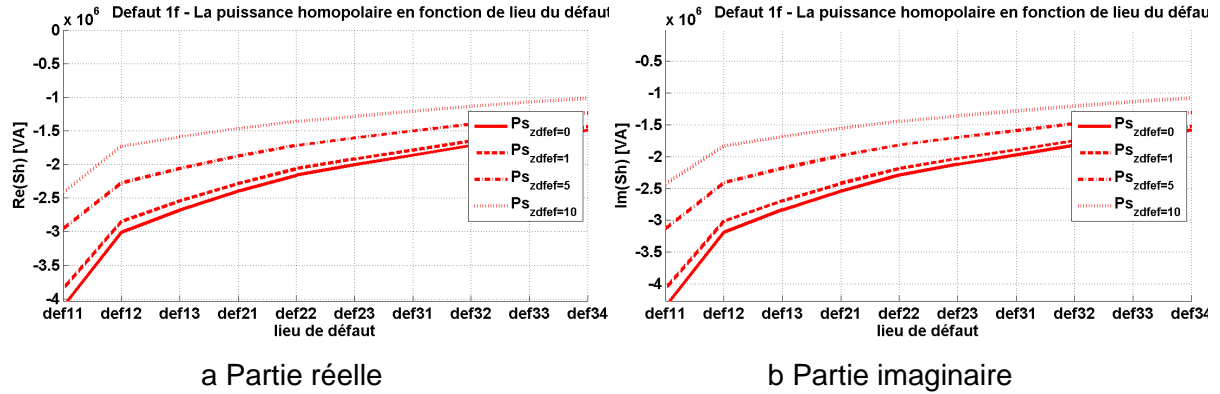


Figure II-26 Les variations de la puissance homopolaire mesurée au PS en fonction du lieu de défaut et de la résistance de défaut – première approche

Les deux parties varient quasiment identiquement en fonction du lieu de défaut et de la résistance du défaut. L'erreur apportée par l'utilisation de la puissance pour la discrimination est de  $\approx 37\%$  (Figure II-27). Les erreurs ont été calculées entre la valeur obtenue pour un défaut franc en d11 et un défaut résistif de 10  $\Omega$ , aussi en d11.

La deuxième approche de la formule de calcul repose sur les protections PWH et elle calcule le  $S_{RBT}$  comme il est présenté dans la formule (II-26), où 9 est un coefficient EDF,  $ku$ ,  $Ku$  et  $ki$  dépendent des transformateurs de mesure et  $\Psi$  est l'angle de du type de protection qui est  $45^\circ$  pour les protections électromécaniques et  $75^\circ$  pour les protections électroniques :

$$S_{RBT}^0 = \frac{9}{ku \cdot Ku \cdot ki} \cdot |V^0| \cdot |I^0| \cdot \cos(\varphi_v - \varphi_i - \psi) \quad (II-26)$$

Dans la Figure II-27, on présente les variations de la puissance homopolaire calculée avec la formule pour la PWH. Nous avons montré dans cette figure aussi les variations pour différents cas de mise à la terre, 12+12j  $\Omega$  (comme pour les résultats précédents), 40  $\Omega$  et neutre compensé. La puissance apparente homopolaire est très sensible au lieu du défaut, plus sensible que les autres grandeurs présentées auparavant. Elle est par ailleurs la grandeur qui peut remplacer le courant pour la détection du défaut monophasé. Nous montrons donc aussi les mesures de la deuxième protection MR pour avoir une meilleure illustration de ses variations.



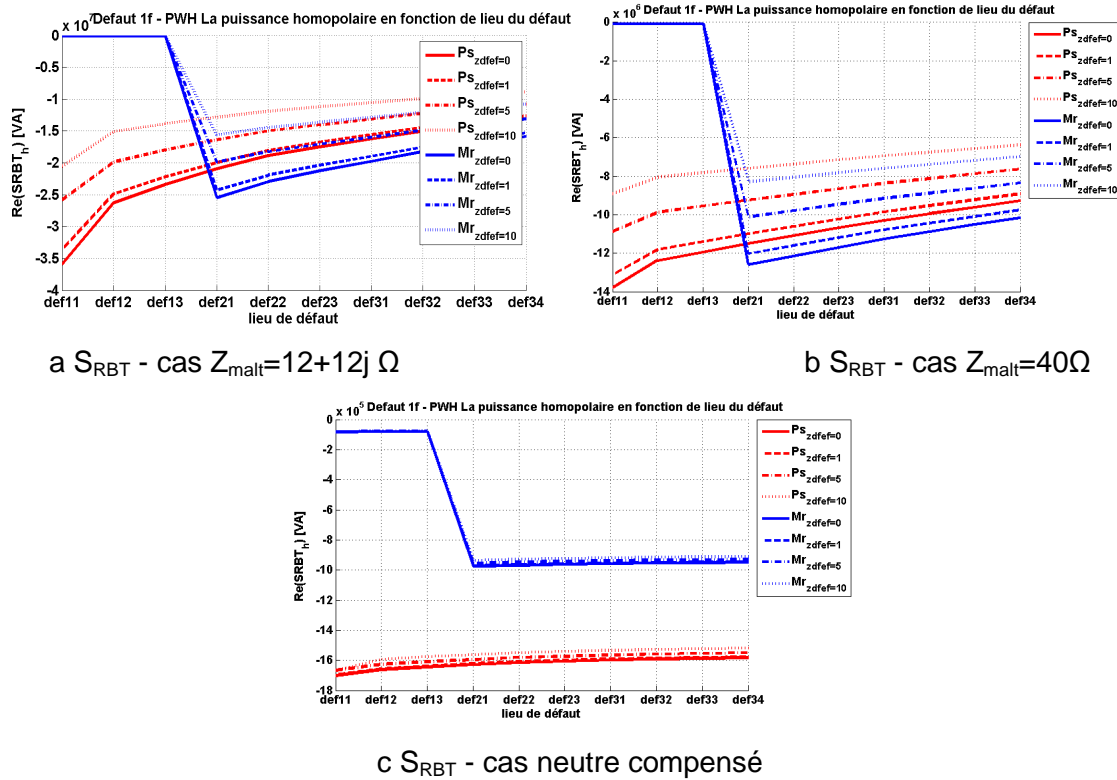


Figure II-27 Les variations de la puissance homopolaire mesurée au PS et MR en fonction de lieu de défaut et de la résistance de défaut – deuxième approche

Les résultats varient en fonction de la mise à la terre. Pour  $Z_{malt}=40 \Omega$ , par rapport aux résultats avec  $Z_{malt}=12+12j$ , la sensibilité à la résistance de défaut reste quasiment constante mais l'influence du lieu de défaut décroît de moitié. L'influence de la résistance du défaut est la plus petite dans le cas du neutre compensé ( $\approx 4\%$ ) et l'influence du lieu de défaut est aussi assez petite. L'erreur a été calculée comme avant pour les défauts francs et résistifs (10  $\Omega$ ), en tête de départ. En conclusion, il faut dire que cette grandeur est encore plus sensible au lieu de défaut que la tension homopolaire mais elle a la même sensibilité élevée aux impédances de défaut. Entre la puissance homopolaire et la partie réelle du courant homopolaire, nous pourrions choisir la puissance pour sa sensibilité au lieu du défaut mais les erreurs causées par la résistance du défaut ne favorisent pas cette grandeur. Si on compare les résultats obtenus avec les deux formules, on observe que la puissance calculée avec la formule de la PWH varie plus en fonction du lieu du défaut mais aussi en fonction de la résistance du défaut. Donc, du point de vue de la discrimination, les deux formules ont des précisions de discrimination quasi identiques. Entre ces deux versions, nous choisirons la formule utilisée par les PWH car elle est mieux applicable sur les réseaux de distribution grâce aux coefficients dédiés.

## L'impédance

Une première approche simple comporte une division entre la tension et le courant de la phase en défaut, voir la formule (II-27) :

$$\frac{V_A}{I_A} = (Z_l^1 + Z_l^2 + Z_l^0) \cdot (L_{def} - L_{mes}) / 3 \quad (II-27)$$

La variation des parties réelles et imaginaires, influencée par le lieu de défaut, est la plus importante par rapport à toutes les autres grandeurs que nous avons considérées. La partie réelle de l'impédance calculée varie le plus sensiblement par rapport à la partie imaginaire (Figure II-28). On observe que les variations en fonction de l'impédance de défaut ont des sens opposés pour les deux parties de l'impédance calculée.

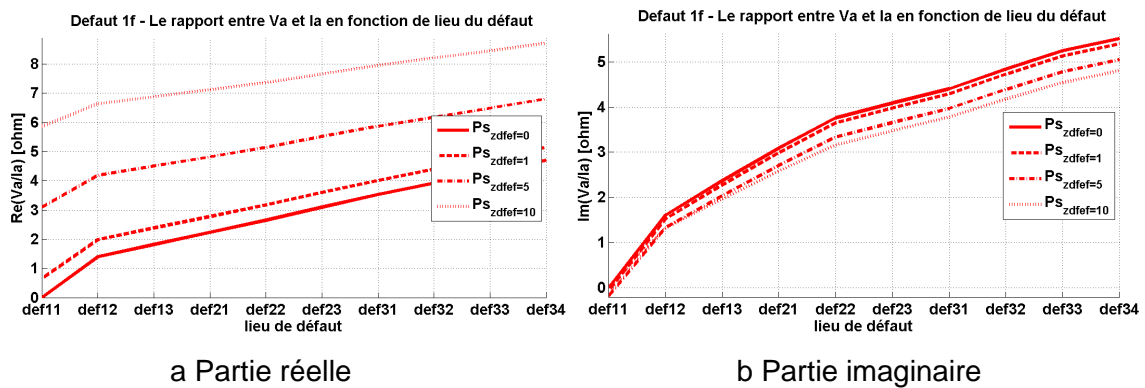


Figure II-28 Les variations du rapport entre la tension et le courant mesurés au PS pour la phase en défaut en fonction de lieu de défaut et de la résistance de défaut

La Figure II-29 présente les résultats pour d'autres mises à la terre.

Nous pouvons observer qu'il y a des variations dans des sens opposés en fonction de l'impédance de mise à la terre. Par exemple, le déclenchement sera plus précoce dans le cas de  $Z_{malt}=12+12j \Omega$  et plus tardif dans les deux autres cas  $Z_{malt}=40+0j \Omega$  et neutre compensé. Comme nous avons expliqué dans le §4.3.1, la diminution de la valeur mesurée pour un défaut résistif par rapport à la valeur mesurée pour un défaut franc, qui a eu lieu à la même distance, influence la discrimination vers une zone plus proche de la protection et donc le déclenchement sera plus précoce. La logique s'applique à l'inverse dans le cas contraire.

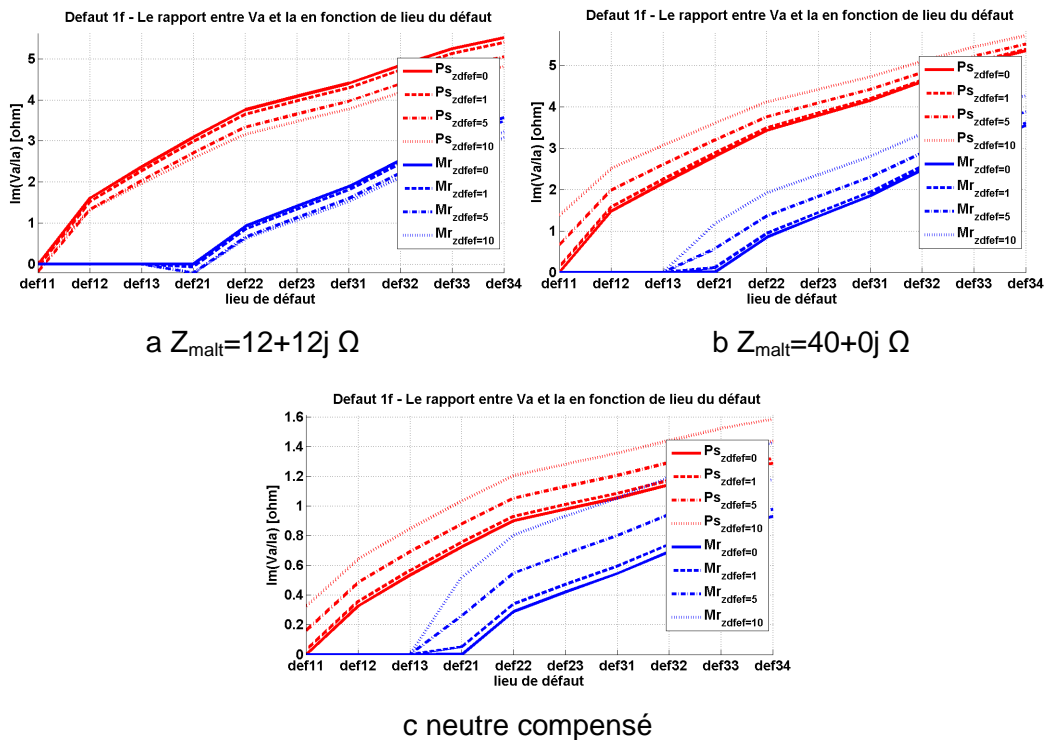


Figure II-29 Variation de la partie imaginaire du rapport entre la tension et courant de la phase en défaut en fonction de lieu du défaut

### Conclusion sur les grandeurs utilisées

En conclusion, la partie imaginaire du rapport entre la tension et le courant semble être la grandeur la plus appropriée pour la discrimination de zones en défaut. Nous présentons, dans la Figure II-30, un graphique qui résume les sensibilités de différentes grandeurs étudiées. En abscisse, nous avons placé les différentes variables utilisées pour la discrimination et, en ordonnée, leurs variations maximales en pourcentage en fonction de la résistance de défaut et de la position de défaut. Les valeurs de pourcentage ont été calculées de la manière suivante :

- le pourcentage de la variation en fonction du lieu du défaut - la différence entre les valeurs obtenues pour un défaut et proche et un défaut et loin, rapportée à la différence entre un défaut proche et le fonctionnement normal (tous les défauts sont francs) ;
- le pourcentage de la variation en fonction de la résistance de défaut – la différence entre les valeurs obtenues pour un défaut franc et un défaut résistant, rapportée à la différence entre un défaut franc et le fonctionnement normal (tous les défauts sont proches).

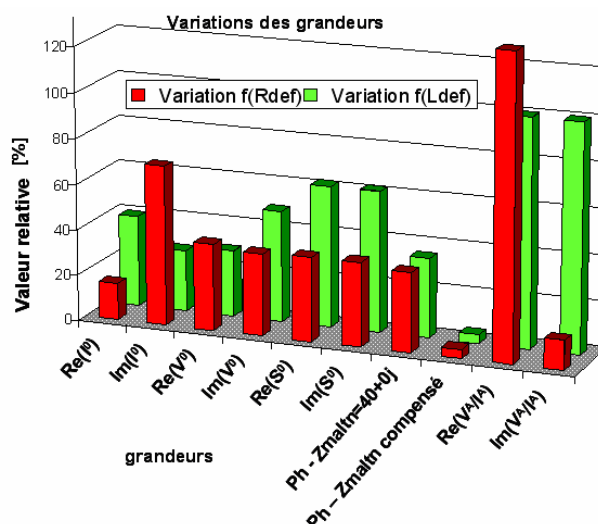


Figure II-30 Résultats des sensibilités des grandeurs en fonction de la résistance de défaut (en rouge) et du lieu de défaut (en vert)

On voit bien que la majorité des grandeurs ont une variation en fonction du lieu de défaut plus importante que celle en fonction de la résistance du défaut. Mais la meilleure grandeur est la partie imaginaire du rapport entre la tension de phase et le courant de phase (en défaut). Elle varie beaucoup à mesure que le lieu de défaut se déplace vers la fin du départ et est très peu sensible à la résistance de défaut.

Avec ces deux grandeurs choisies (une pour la détection et une autre pour la discrimination), nous présentons dans la partie suivante la logique reposant sur ces deux grandeurs constituant le plan de protection.

#### 4.4 La logique de protection

Premièrement nous rappelons que la logique qui utilise une détection avec temps inverse n'a pas eu de succès dans notre cas d'étude [Sho-04]. Deuxièmement, nous rappelons que la logique de protection repose sur deux étapes : la détection d'un défaut dans la zone protégée et la discrimination de zones en défaut pour temporiser le déclenchement. Maintenant que nous avons choisi les grandeurs, nous pouvons présenter la logique associée :

Dans la première étape, de détection, chaque protection possède trois situations possibles en fonction des mesures (grandeur et sens du courant) comparées à leur seuil :

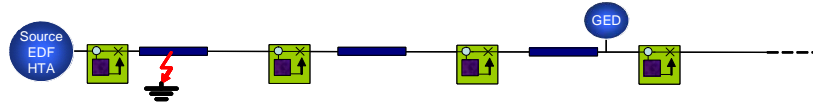
- $I_{\text{mesuré}} < I_{\text{seuil}}$ , la protection ne détecte pas de défaut, alors la logique de détection s'arrête ici;
- $I_{\text{mesuré}} > I_{\text{seuil}}$  mais  $\text{Sens}_{\text{mesuré}} \neq \text{Sens}_{\text{seuil}}$ , la protection détecte le défaut mais dans le sens non voulu, alors la logique de détection s'arrête ici;

- $I_{\text{mesuré}} > I_{\text{seuil}}$  mais  $\text{Sens}_{\text{mesuré}} = \text{Sens}_{\text{seuil}}$ , la protection détecte le défaut qui se trouve dans le bon sens, alors la logique de détection continuera avec le pas prochain de discrimination;

La deuxième étape, de discrimination, utilise les mesures de courant et de tension et calcule l'impédance. Il y a trois situations possibles :

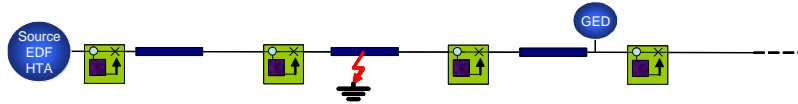
- $Z_{\text{calculée}} < Z_{\text{seuil1}}$  (la première zone protégée) Une commande de déclenchement instantané en  $t_0$  sera envoyée dans ce cas
- $Z_{\text{calculée}} \in \{Z_{\text{seuil1}}, Z_{\text{seuil2}}\}$  (la deuxième zone protégée) Une commande de déclenchement temporisée en  $t_0 + \Delta t$  sera envoyée dans ce cas
- $Z_{\text{calculée}} > Z_{\text{seuil2}}$  Dans cette situation, il y a deux type de réglages :
  - un réglage pour la première protection en tête de départ : Une commande de déclenchement temporisée en  $t_0 + 2 \cdot \Delta t$  sera envoyée dans ce cas
  - un réglage pour toutes les autres protections déployées dans le réseau : la logique de discrimination décide que la protection ne déclenche pas.

La Figure II-31 illustre ce raisonnement. Nous considérons un départ simple protégé par quatre protections en série. Il y a quatre cas avec quatre lieux de défaut différents pour examiner tous les cas possibles. On va considérer le cas le plus difficile pour la détection du sens de courant, quand la GED injecte un courant de court-circuit qui dépasse les seuils de protections. Il nous reste à voir, dans le chapitre IV, l'importance des perturbations créées par la présence de GED. Ces perturbations déforment les grandeurs mesurées pour la discrimination faite par le calcul d'impédance et donc elles peuvent produire des erreurs de temporisation. Il faut préciser que chaque protection a ses propres seuils. Ces seuils correspondent aux zones de réseau protégées par chaque protection.



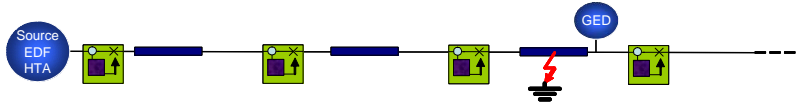
Cas	conditions	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	P <sub>4</sub>
1	Valeur du I	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} < I_{seuil}$
	Sens du I	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} \neq Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} \neq Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} \neq Sens_{seuil}$
	Valeur du Z	$Z_{calculée} < Z_{seuil1}$	-	-	-
	Temporisation	$t_0$	-	-	-

a cas 1



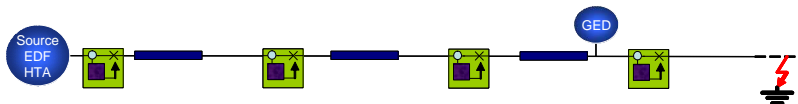
Cas	conditions	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	P <sub>4</sub>
2	Valeur du I	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} < I_{seuil}$
	Sens du I	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} \neq Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} \neq Sens_{seuil}$
	Valeur du Z	$Z_{calculée} \in \{Z_{seuil1}, Z_{seuil2}\}$	$Z_{calculée} < Z_{seuil1}$	-	-
	Temporisation	$t_0 + \Delta t$	$t_0$	-	-

b cas 2



Cas	conditions	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	P <sub>4</sub>
3	Valeur du I	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} < I_{seuil}$
	Sens du I	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} \neq Sens_{seuil}$
	Valeur du Z	$Z_{calculée} > Z_{seuil2}$	$Z_{calculée} \in \{Z_{seuil1}, Z_{seuil2}\}$	$Z_{calculée} < Z_{seuil1}$	-
	Temporisation	$t_0 + 2 \cdot \Delta t$	$t_0 + \Delta t$	$t_0$	-

c cas 3



Cas	conditions	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	P <sub>4</sub>
4	Valeur du I	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$	$I_{mesuré} > I_{seuil}$
	Sens du I	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$	$Sens_{mesuré} = Sens_{seuil}$
	Valeur du Z	$Z_{calculée} > Z_{seuil2}$	$Z_{calculée} > Z_{seuil2}$	$Z_{calculée} \in \{Z_{seuil1}, Z_{seuil2}\}$	$Z_{calculée} < Z_{seuil1}$
	Temporisation	$t_0 + 2 \cdot \Delta t$	-	$t_0 + \Delta t$	$t_0$

d cas 4

Figure II-31 Les réglages de protections pour différents lieux de défaut

Les conditions vérifiées dans chaque cas et pour chaque protection sont présentées dans les tableaux associés aux figures précédentes.

Alors grâce à la logique spatio-temporelle, en théorie, la limite de trois protections en série n'est plus rédhibitoire. Avec cette logique, on peut déployer un nombre de protections plus

grand que trois, du point de vue de la temporisation limite de 1 seconde au poste source. Pour la validation de l'idée, il faut vérifier qu'il n'y a pas de situations de mauvaises successions de temporisations de zones entre protections voisines.

## **5 Conclusions sur les grandeurs utilisées pour détecter et discriminer les défauts monophasés dans les réseaux HTA**

Dans ce chapitre, nous avons conduit une analyse électrotechnique afin de décrire et de mieux comprendre les variations de différentes grandeurs par rapport aux différents éléments du réseau et particulièrement aux lieux du défaut, impédances du défaut et lieux de mesure. Cette analyse nous a apporté des connaissances quant aux variations de grandeurs qui nous a permis de juger et de conclure sur quelle grandeur il fallait utiliser pour détecter et discriminer un défaut monophasé. Nous avons conclu que ces deux étapes seront faites en utilisant des grandeurs bien adaptées à chacune des tâches. La première tâche est la détection et reposera sur le courant homopolaire (ou une protection wattmétrique homopolaire pour les mises à la terre en neutre compensé). La deuxième étape, qui est la plus difficile à régler, est la discrimination faite à base de seuils. Pour la discrimination, nous avons choisi l'impédance (notamment la partie imaginaire de l'impédance) car elle permet de s'affranchir en théorie de la résistance du défaut. L'apport d'une impédance calculée sera détaillé, expliquée et appliquée sur un réseau réel dans le chapitre III. Dans ce chapitre III, nous proposons une meilleure formule de calcul de l'impédance, parmi des solutions optimisées, afin d'améliorer les performances de la discrimination des zones en défaut.

## CHAPITRE III.

### METHODES REPOSANT SUR LE CALCUL DE L'IMPEDANCE POUR DISCRIMINER LES DEFAUTS MONOPHASES DANS LES RESEAUX HTA



## **Sommaire du chapitre III**

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>87</b>
<b>2</b>	<b>Les méthodes de discrimination .....</b>	<b>87</b>
2.1	La formule générale et l'évaluation du plan de protection.....	87
2.2	La méthode 1 – « par tronçon » .....	88
2.3	La méthode 2 – « en valeur moyenne par zone ».....	90
2.4	La méthode 3 – $k_0$ optimisé.....	92
2.5	La méthode 4 – $k_0$ optimisé et seuils reposant sur l'impédance en complexe.....	95
2.5.1	Le principe .....	95
2.5.2	Le choix du seuil - théorique.....	95
2.5.3	Le choix du seuil - pratique.....	97
2.5.4	Le choix de la délimitation de zones de protection .....	99
2.6	Evaluation des méthodes de réglage .....	99
<b>3</b>	<b>Les résultats obtenus .....</b>	<b>101</b>
3.1	Le calcul du pourcentage de discrimination correcte .....	101
3.2	L'analyse du calcul reposant sur la partie imaginaire de l'impédance.....	102
3.2.1	Les résultats obtenus avec la méthode 1.....	102
3.2.2	Les résultats obtenus avec la méthode 2.....	110
3.2.3	Les résultats obtenus avec la méthode 3.....	116
3.2.4	Conclusion partielle sur les trois méthodes avec des seuils constants.....	121
3.2.5	Possibilité d'avoir des doubles déclenchements pour un défaut .....	123
3.3	Les résultats obtenus avec la méthode 4 .....	126
<b>4</b>	<b>Conclusions et perspectives.....</b>	<b>132</b>

## 1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons des méthodes de discrimination de la zone en défaut pour des protections déployées dans des réseaux HTA avec différentes impédances de mise à la terre du neutre. L'objectif des travaux consiste à obtenir un plan de protection sélectif afin d'isoler la plus petite partie possible du départ en défaut. Premièrement, nous présentons les méthodes proposées avec les points essentiels des logiques de fonctionnement. Ces logiques reposent sur différentes modalités de calcul d'une formule d'impédance. La formule est difficile à utiliser dans les réseaux hétérogènes car elle repose l'impédance linéique des conducteurs jusqu'au défaut. Les caractéristiques différentes des conducteurs sont une source importante d'erreur pour le calcul de la discrimination. Et finalement, nous montrons les résultats de ces différentes méthodes en présentant et justifiant le choix retenu. Les études ont été faites en fonction de différents lieux de défaut, résistances de défaut sur un départ hétérogène. Nous rappelons que ces études ont été faites pour des défauts monophasés car ils sont le plus fréquents (79 %, comme nous l'avons mentionné dans le chapitre I).

## 2 Les méthodes de discrimination

Dans cette section, nous présentons la formule de l'impédance généralement utilisée et quatre méthodes proposées afin de discriminer la zone en défaut.

### 2.1 La formule générale et l'évaluation du plan de protection

Quatre méthodes pour discriminer les zones de défaut sont proposées. On rappelle que le but de ces méthodes est de temporiser le déclenchement en fonction de la zone de défaut estimée (chapitre II, partie 4.4). Pour chaque protection réglée, la temporisation est associée aux zones protégées. La formule de base utilisée dans toutes les méthodes est présentée dans l'équation (III-1) [Als-11]. Dans la formule, l'indice A représente la phase de la grandeur (I courant et V tension),  $I_R$  est le courant résiduel et les exposants 0 et 1 représentent les composantes homopolaire et directe de l'impédance,  $Z_A$ , de la ligne. Le défaut est toujours monophasé et considéré sur la phase A.

$$Z_{\text{calc}}^I = \frac{V_A}{I_A + k_0 \cdot I_R} \quad \text{avec} \quad k_0 = \frac{Z^0 - Z^1}{3 \cdot Z^1} \quad (\text{III-1})$$

Le problème de cette formule du calcul de l'impédance réside dans le coefficient  $k_0$  qui dépend des impédances linéiques. En effet, comme les réseaux de distribution sont hétérogènes (constitués de plusieurs conducteurs de section et de nature différentes : aérien, souterrain, entre autres), il est difficile de choisir ce coefficient. Les impédances

calculées avec la formule (III-1) sont très influencées par la résistance du défaut (Annexe 10). Par conséquent, nous avons considéré l'équation (III-2).

$$V_{mes}^1 + V_{mes}^2 + V_{mes}^0 = Z_l^1 \cdot d \cdot I_{mes}^1 + Z_l^1 \cdot d \cdot I_{mes}^2 + Z_l^0 \cdot d \cdot I_{mes}^0 + 3 \cdot R_{def} \cdot I_{mes}^0 \quad (III-2)$$

En utilisant les parties réelle et imaginaire de cette équation, on aboutit alors au système d'équations (III-3) pour lequel la distance  $d$  et la résistance de défaut  $R_{def}$  sont les inconnues.

$$\begin{cases} \text{Re}(V_{mes}^1 + V_{mes}^2 + V_{mes}^0) = \text{Re}(Z_l^1 \cdot d \cdot I_{mes}^1 + Z_l^1 \cdot d \cdot I_{mes}^2 + Z_l^0 \cdot d \cdot I_{mes}^0 + 3 \cdot R_{def} \cdot I_{mes}^0) \\ \text{Im}(V_{mes}^1 + V_{mes}^2 + V_{mes}^0) = \text{Im}(Z_l^1 \cdot d \cdot I_{mes}^1 + Z_l^1 \cdot d \cdot I_{mes}^2 + Z_l^0 \cdot d \cdot I_{mes}^0 + 3 \cdot R_{def} \cdot I_{mes}^0) \end{cases} \quad (III-3)$$

Ces deux inconnues sont faciles à trouver à partir de ces deux équations et permettent d'aboutir à la formule de la distance de défaut - équation (III-4). Il faut remarquer que la notion de coefficient  $k_0$  a été modifiée. Pour le calcul de la distance, nous utilisons d'une autre manière que dans l'équation III-1 les impédances linéiques (directe et inverse). Même dans cette formulation, ces impédances linéiques apportent toujours le même problème : elles sont variables en fonction du lieu de défaut.

$$d = \frac{\text{Im}(V_{mes}^1 + V_{mes}^2 + V_{mes}^0) - \text{Re}(V_{mes}^1 + V_{mes}^2 + V_{mes}^0) \cdot \frac{\text{Im}(I_{mes}^0)}{\text{Re}(I_{mes}^0)}}{\text{Im}(Z_l^1 \cdot (I_{mes}^1 + I_{mes}^2 + I_{mes}^0 \cdot \frac{Z_l^0}{Z_l^1})) - \text{Re}(Z_l^1 \cdot (I_{mes}^1 + I_{mes}^2 + I_{mes}^0 \cdot \frac{Z_l^0}{Z_l^1})) \cdot \frac{\text{Im}(I_{mes}^0)}{\text{Re}(I_{mes}^0)}} \quad (III-4)$$

Dans l'équation (III-4) figurent maintenant deux coefficients : le rapport des impédances,  $k_1 = Z_l^0 / Z_l^1$  et l'impédance directe,  $Z_l^1$ . Ceux deux nouveaux coefficients servent à évaluer la distance (et non pas l'impédance) jusqu'au lieu de défaut. Les méthodes 1 et 2 reposent sur cette équation, (III-4). Les méthodes 3 et 4 proposent une optimisation du coefficient  $k_0$  en utilisant l'équation (III-1). Les trois premières méthodes reposent uniquement sur la partie imaginaire de l'impédance calculée. La quatrième méthode, dérivée de la troisième, repose sur les parties réelle et imaginaire de l'impédance calculée.

## 2.2 La méthode 1 – « par tronçon »

Cette méthode propose une première solution au problème de la variation des impédances linéiques le long du départ en utilisant un calcul adapté à chaque tronçon. La formule (III-1) est valable pour un réglage généralement utilisé pour les protections de distance sur un ouvrage homogène telle une ligne de transport. Il faut alors calculer une impédance pour chaque tronçon homogène (en impédance linéique) d'une zone. Sachant que le lieu de défaut est inconnu, le calcul pourrait être fait tronçon de conducteur par tronçon de conducteur. On commence ainsi le calcul avec les caractéristiques (impédances linéiques directes et homopolaires) du premier conducteur. Si la valeur de l'impédance obtenue

dépasse la valeur attendue pour le premier tronçon, on peut passer au tronçon suivant. Pour avoir les mesures de courant et tension au début du deuxième tronçon, il faut déplacer virtuellement le point de mesure. Pour ce faire, on soustrait la chute de tension de la tension du tronçon précédent. Dans la Figure III-1, la logique de protection est présentée de manière schématique.

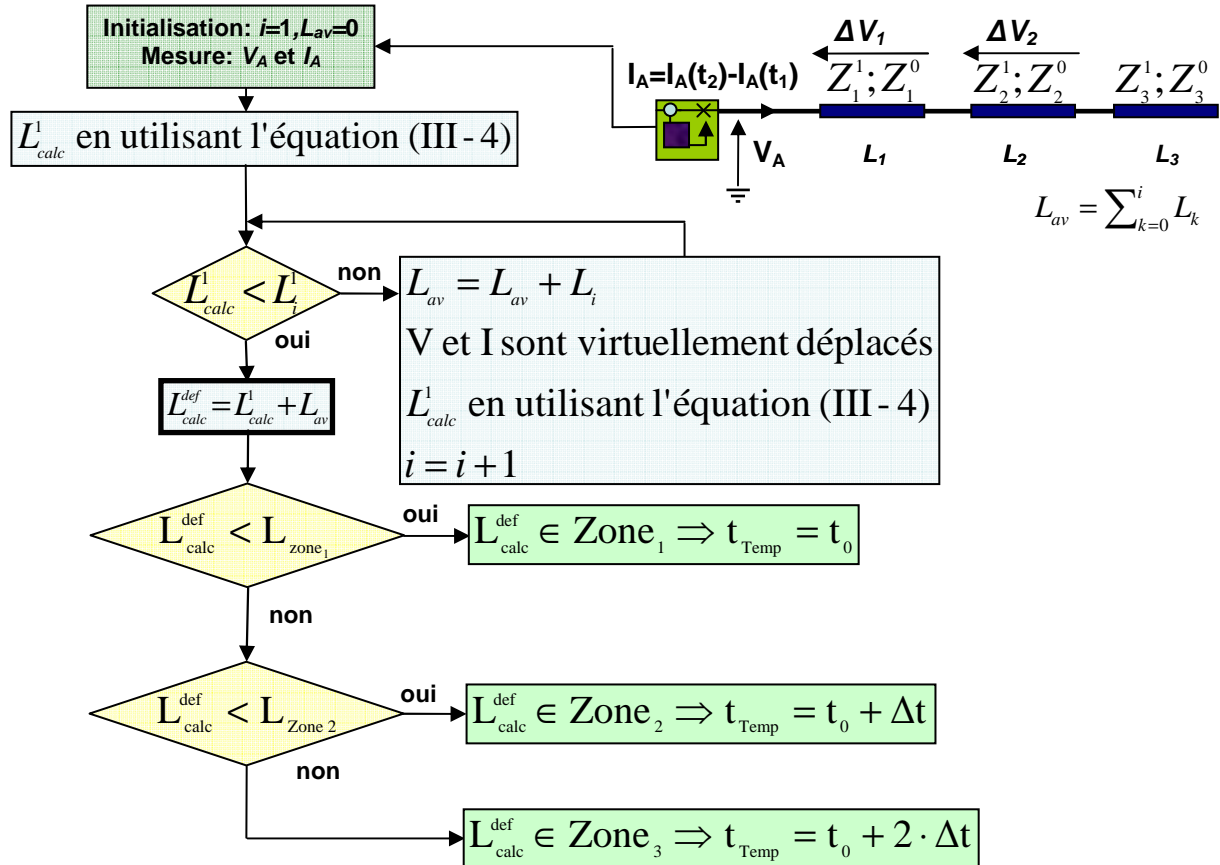


Figure III-1 La logique de protection avec la méthode 1 – calcul itératif de la position du défaut

Dans la Figure III-1 on note « i » le nombre d'itérations, avec l'indice « A » les grandeurs de la phase en défaut, A, avec l'indice « nor » les grandeurs mesurées en fonctionnement normal, avec les exposants « 1 », « 2 » et « 0 » les grandeurs de séquence directe, inverse et homopolaire, avec des indices numérotés « 1 », « 2 », etc les grandeurs des tronçons 1,2, etc, avec «  $L_{av}$  » la longueur des tronçons en amont, avec « calc » les valeurs calculées et avec «  $L_{calc}^{def}$  » la longueur calculée entre la protection et le lieu de défaut.

Nous avons aussi soustrait au courant mesuré pendant le défaut le courant mesuré en fonctionnement normal (sans défaut) pour supprimer l'effet des charges, ( $I_A = I_A(t_2) - I_A(t_1)$ ). On rappelle que les défauts monophasés sont les moins perturbants pour les charges.

Les seuils utilisés correspondent aux distances entre la protection que l'on règle et les extrémités des zones protégées (Figure III-2). Ces seuils sont fixés pour une résistance de défaut de 0  $\Omega$  et une bonne discrimination repose sur la cohérence des longueurs calculées.

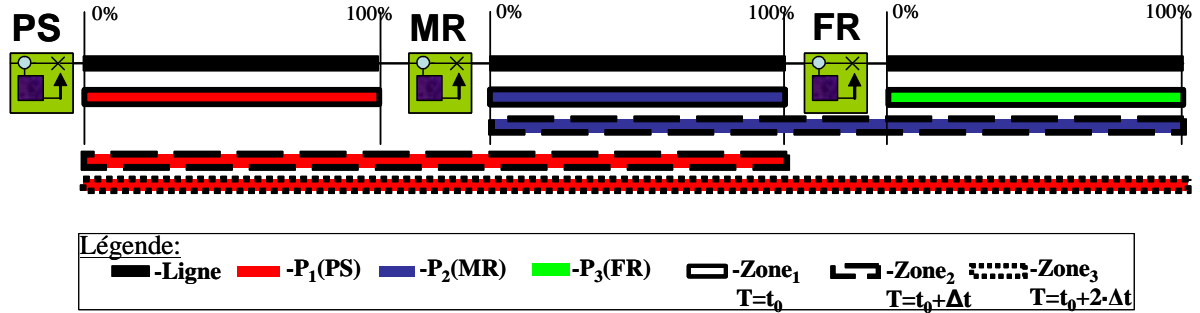


Figure III-2 Les zones protégées par les protections – délimitation des seuils

Un des inconvénients de la méthode est la base de données nécessaire pour chaque protection afin de discriminer la zone en défaut : chaque protection a besoin de toutes les données sur les impédances linéiques et les longueurs de chaque tronçon de conducteur protégée. Les résultats obtenus avec la méthode 1 sont montrés dans la partie 3.2.1.

### 2.3 La méthode 2 – « en valeur moyenne par zone »

La méthode 2 propose une amélioration de la première méthode vis-à-vis d'une réduction du volume des calculs. En effet, en utilisant un seul coefficient pour une zone, on réduit le nombre de comparaisons faites (d'un nombre égal à celui des tronçons d'une zone). Les coefficients correspondant à chaque zone sont calculés avec l'équation (III-5). Dans cette formule, on note par « L » la longueur et par « Z » l'impédance. Les notations avec l'indice « i » sont les grandeurs qui correspondent au tronçon i. Les impédances avec l'indice « zone 1 » ou « zone 2 » sont les moyennes pondérées de la zone spécifiée. Les exposants « 1 » et « 0 » indiquent des impédances directe ou homopolaire.

$$Z_{\text{zone1}}^0 = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} (L_i \cdot Z_i^0)}{\sum_{i=1}^{n_1} L_i}; Z_{\text{zone1}}^1 = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} (L_i \cdot Z_i^1)}{\sum_{i=1}^{n_1} L_i}; Z_{\text{zone2}}^0 = \frac{\sum_{i=n_1+1}^{n_2} (L_i \cdot Z_i^0)}{\sum_{i=n_1+1}^{n_2} L_i}; Z_{\text{zone2}}^1 = \frac{\sum_{i=n_1+1}^{n_2} (L_i \cdot Z_i^1)}{\sum_{i=n_1+1}^{n_2} L_i} \quad (III-5)$$

L'impédance de la première zone est donc obtenue par une somme pondérée des impédances de chaque tronçon de la zone 1. La pondération est faite en fonction des longueurs de tronçons. Les tronçons pris en compte sont entre la protection (par exemple P<sub>1</sub>) et la fin de la zone (zone 1 dans ce cas), avec les indices du 1 jusqu'à n<sub>1</sub> (Figure III-3).

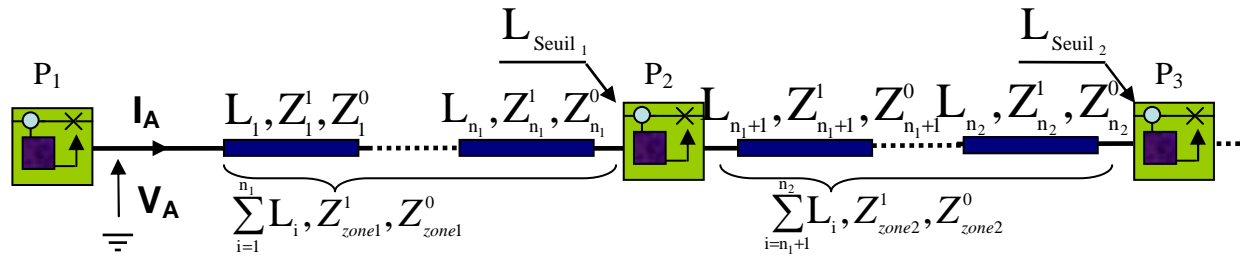


Figure III-3 Les domaines de définition des coefficients pour chaque zone de la protection P1

La logique de fonctionnement est présentée dans la Figure III-4. Le schéma logique ne comporte pas de boucles et la décision est alors prise après un maximum de deux calculs suivis par deux comparaisons avec les seuils.

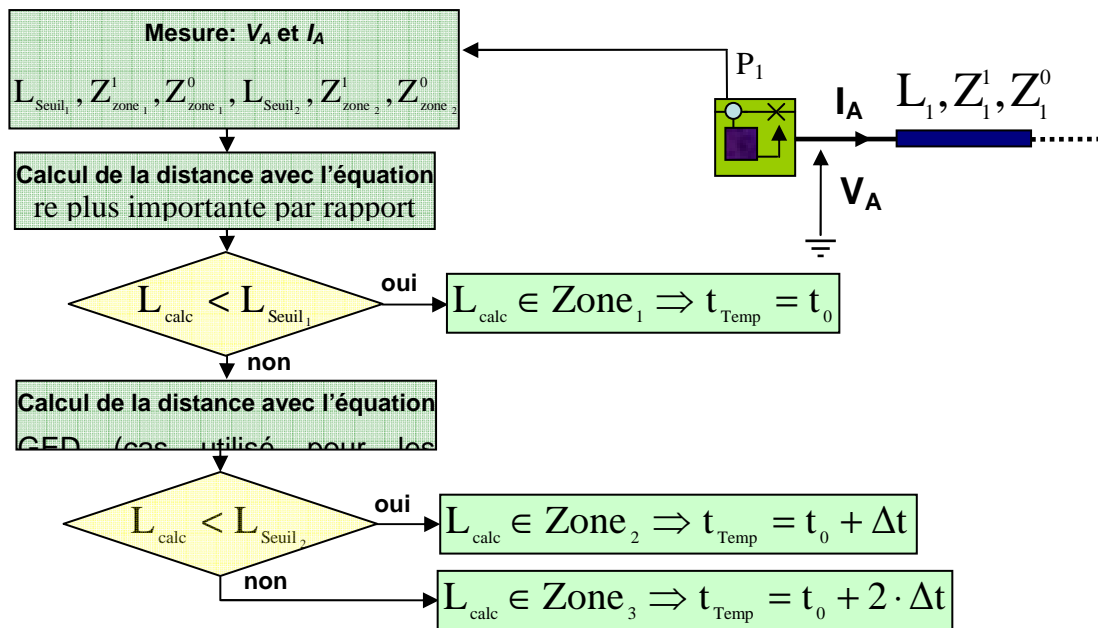


Figure III-4 La logique de protection avec la méthode 2 – calcul de discrimination

Le but n'est pas de localiser le défaut mais de trouver dans quelle zone le défaut s'est produit. Même si la distance calculée n'est pas précise, la seule information utile est de savoir si cette distance est inférieure à la longueur entre la protection et la fin de la zone. A cette imprécision sur les distances calculées (à cause de l'hétérogénéité du réseau) s'ajoute l'imprécision de calcul de la méthode de discrimination (à cause de la résistance du défaut). Ces imprécisions rendent difficile la comparaison avec des seuils qui représentent de vraies longueurs. De ce fait, les seuils utilisés sont les valeurs calculées pour les défauts qui se trouvent juste après la prochaine protection en aval. Par exemple, au lieu de mettre comme premier seuil de la protection P1 la longueur entre P1 et P2, on va utiliser la longueur trouvée pour un défaut franc qui a eu lieu juste après la protection P2 (lieu appelé d21, comme il a

été expliqué dans le chapitre II). De la même façon, le deuxième seuil de  $P_1$  est la distance obtenue pour un défaut après  $P_3$ , ( $d_{31}$ ), voir l'équation (III-6).

$$\begin{aligned} L_{\text{Seuil}_1} &= L_{\text{calc}}^{\text{zone1}} (L_{\text{def}} = d_{21}) \\ L_{\text{Seuil}_2} &= L_{\text{calc}}^{\text{zone2}} (L_{\text{def}} = d_{31}) \end{aligned} \quad (\text{III-6})$$

La base de données nécessaire par chaque protection est donc plus petite (réseau agrégé par zone) qu'en utilisant la méthode 1, car les protections ont besoin d'un coefficient et d'une longueur pour chaque zone protégée. La base de données du réseau est utilisée une seule fois, au moment de calcul des réglages des protections. Le calcul de réglage est fait afin de déterminer le coefficient et la longueur de chaque zone de chaque protection. Les résultats obtenus avec la méthode 2 sont montrés dans la partie 3.2.2.

## 2.4 La méthode 3 – $k_0$ optimisé

La méthode 3 repose sur un calcul d'impédance en utilisant un coefficient optimisé pour la partie du départ qui se trouve en aval de la protection réglée. L'optimisation est faite afin d'améliorer la performance des protections, donc d'augmenter la probabilité de discrimination. Une des limitations des deux méthodes précédentes est que le coefficient  $k_0$  est associé à un conducteur donné ou un conducteur moyen et défini par la formule (III-1). L'idée consiste donc à relâcher la contrainte sur la valeur du coefficient  $k_0$  d'où la notion de coefficient  $k_0$  optimisé trouvé dans le plan complexe.

Le coefficient  $k_0$  est choisi dans le plan complexe de façon à ce que les valeurs calculées varient le plus en fonction du lieu du défaut et le moins en fonction de la résistance de défaut. Les seuils sont imposés comme dans la méthode 2, c'est-à-dire en utilisant les valeurs obtenues pour les défauts francs qui ont lieu juste après les protections en aval. La Figure III-5 présente la démarche utilisée pour trouver les différents coefficients et seuils de réglage de la méthode. L'évaluation du meilleur coefficient  $k_0$  a été faite uniquement sur la base de la partie imaginaire de l'impédance calculée. Afin de trouver le meilleur coefficient, la méthode comporte plusieurs itérations. Ces itérations ajoutent successivement de la finesse du maillage du domaine afin de rechercher le meilleur coefficient. L'idée ressemble à celle du « quadtree » [Bon-97] sauf qu'on prend en compte beaucoup plus de valeurs, donc le maillage est plus fin.

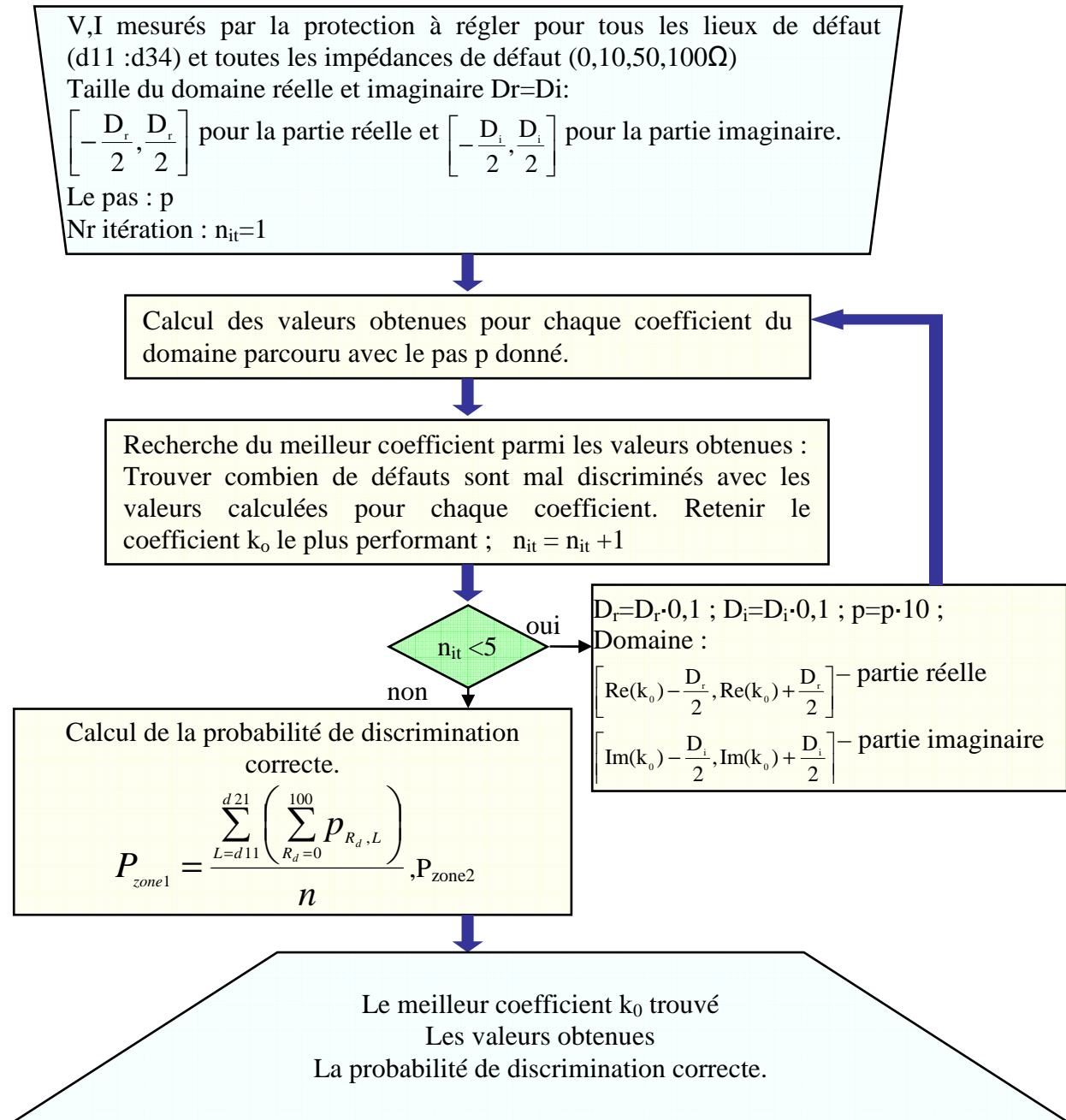


Figure III-5 La logique de la méthode 3 pour obtenir les données de réglage de la protection

On commence la première itération sur le domaine de définition du coefficient  $k_0 \{-D_r/2, D_r/2\}$  la partie réelle et le même pour la partie imaginaire  $\{-D_i/2, D_i/2\}$ , où  $D_r=D_i$ . Les deux domaines sont parcourus avec un pas, p. Donc, le domaine des valeurs de  $D_r$  unités ( $D_r/2$  négatives et  $D_r/2$  positives) conduit alors à  $D_r/p$  (nombre d'unités divisé par le pas) valeurs étudiées pour chaque partie du coefficient. Au total, on a donc  $(D_r/p)^2$  coefficients étudiés. Nous avons voulu être sûrs que la méthode trouvera une des meilleures valeurs « optimales locales ». Après le calcul des impédances calculées en utilisant chaque coefficient du domaine choisi, on recherche celui qui donne les valeurs d'impédance discriminées le plus



correctement (pour une résistance de défaut variant de 0 à 100  $\Omega$ ). Cette recherche repose sur des comparaisons des valeurs avec les seuils (fixés pour une résistance de défaut de 0  $\Omega$ ). Les itérations suivantes portent sur un domaine dix fois plus petit que celui de l'itération précédente. Le domaine sera centré autour du coefficient trouvé auparavant (par exemple pour la deuxième itération le domaine est  $[Re(k_0) - 0.1 \cdot D_r/2, Re(k_0) + 0.1 \cdot D_r/2]$  pour la partie réelle et  $[Im(k_0) - 0.1 \cdot D_i/2, Im(k_0) + 0.1 \cdot D_i/2]$  pour la partie imaginaire). Le pas avec lequel le domaine est parcouru est alors dix fois plus petit que celui de l'itération précédente ( $p=p/10$ ). Ainsi chaque itération cherche encore plus finement autour du coefficient trouvé à l'issue de la dernière itération. L'inconvénient est que l'on ne peut pas être sûr que l'on trouvera le coefficient qui donnera le meilleur résultat pour tout le domaine car on cherche seulement autour du meilleur coefficient trouvé à l'issue de la première itération. Il y a toujours la possibilité que le meilleur coefficient pour le domaine exploré ne soit pas dans la zone déterminée avec le pas d'exploration initial (fonction à optimiser non monotone). Dans l'Annexe 11, nous présentons un exemple de performances obtenues avec les coefficients déterminés après deux itérations (et donc l'apport des itérations successives).

Ces valeurs (le coefficient  $k_0$  et les seuils) sont les seules données à fournir à une protection pour le calcul de discrimination de la zone de défaut avec la méthode 3. Le calcul d'optimisation du coefficient peut prendre jusqu'à quelques heures. Mais cette phase est faite une seule fois pour régler les protections. Après le réglage, le fonctionnement d'une protection pour discriminer la zone en défaut se réduit à un seul calcul avec le coefficient imposé et la comparaison avec les seuils comme il est présenté dans la Figure III-6. Dans cette figure, on montre la logique de discrimination pour régler la protection  $P_1$  (au poste source donc avec deux seuils) en utilisant la méthode 3.

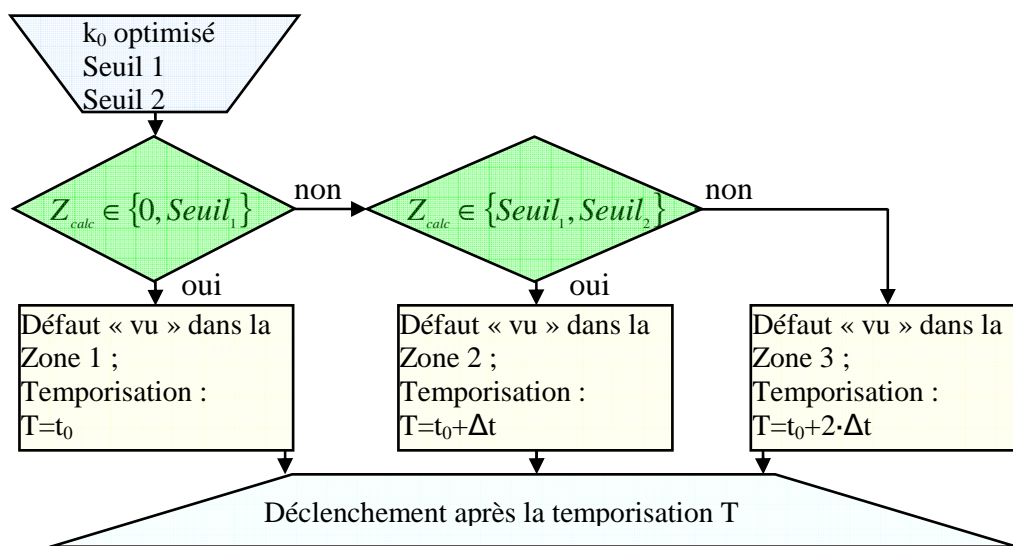


Figure III-6 La logique de protection avec la méthode 3 – calcul de discrimination

Les résultats obtenus avec la méthode 3 sont montrés dans la partie 3.2.3.

## **2.5 La méthode 4 – $k_0$ optimisé et seuils reposant sur l'impédance en complexe**

Cette analyse s'approche encore plus de la protection de distance utilisée sur les réseaux de transport. L'idée est d'utiliser les deux parties de l'impédance même si la partie imaginaire varie moins en fonction de l'impédance de mise à la terre du neutre que la partie réelle (illustrée dans les études précédentes). Néanmoins, la seule méthode qui repose sur le calcul de l'impédance et qui permet l'utilisation des seuils en « deux dimensions » est la méthode 3. C'est celle-ci que nous allons adapter pour constituer la méthode 4.

### **2.5.1 Le principe**

Afin de définir les seuils en deux dimensions, il faut commencer par une étude sur l'apport de cette approche pour la discrimination correcte par rapport à l'approche précédente.

Dans ce que nous avons présenté dans la section 2.4, la méthode 3 repose sur des seuils que l'on détermine à partir des impédances calculées pour chaque coefficient  $k_0$ . Ceci revient à dire que les valeurs obtenues, représentées dans le plan complexe (la partie réelle en abscisse et la partie imaginaire en ordonnée), seront conservées seulement si elles respectent les contraintes imposées pour pouvoir discriminer avec ces seuils. La contrainte importante est d'avoir la variation la plus faible en fonction de la résistance du défaut. Dans l'approche précédente, l'évaluation du meilleur coefficient  $k_0$  a été faite uniquement sur la base de la partie imaginaire de l'impédance calculée. Dans cette deuxième approche, on fonctionne maintenant en tenant compte de la partie réelle et de la partie imaginaire. Ceci conduit donc à traiter beaucoup plus de cas que précédemment et les seuils sont maintenant des droites dans le repère complexe et non des droites horizontales (nombres imaginaires purs).

### **2.5.2 Le choix du seuil - théorique**

La Figure III-7 montre en théorie une des situations possibles. Une telle situation ne pouvait, jusqu'alors, pas être étudiée car la pente de la droite de variation de « l'impédance calculée » en fonction de la résistance de défaut est négative et la pente de la droite de la variation de cette « impédance calculée » en fonction du lieu de défaut est positive (ce cas n'est pas discriminable avec les seuils fixes déterminés pour une résistance de défaut nulle).

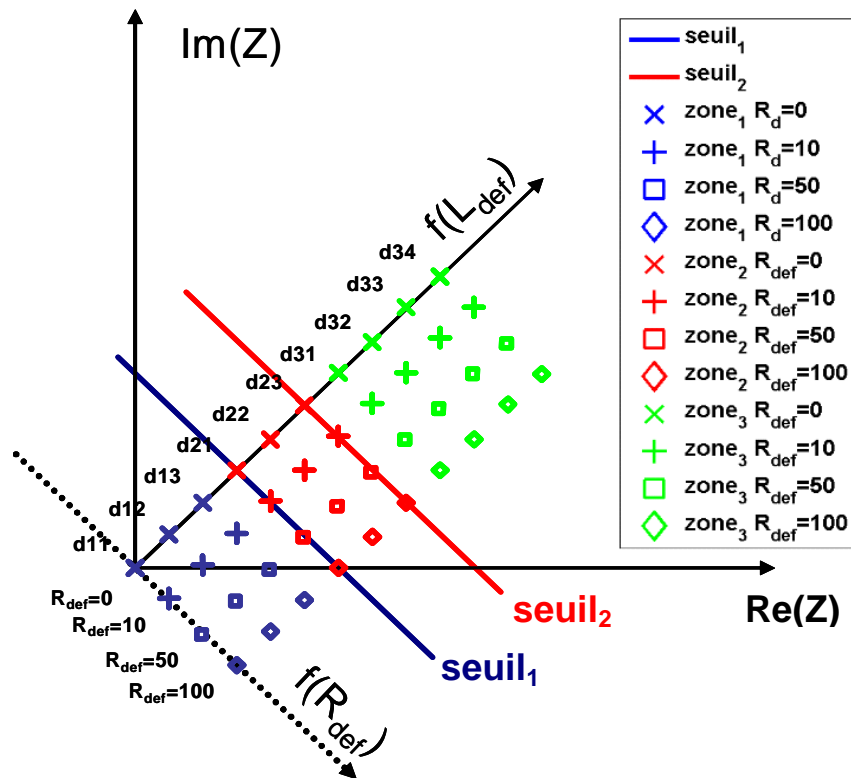


Figure III-7 Les seuils en complexe pour la méthode 4

Le réglage de la protection  $P_1$  (qui protège 3 zones) est fait avec 2 seuils. Le  $\text{seuil}_1$  représente la fin de sa première zone en délimitant ses zones 1 et 2. Le  $\text{seuil}_2$  représente la limite de sa zone 2, ainsi elle délimite ses zones 2 et 3. La protection  $P_2$  (qui protège 2 zones) a un seul seuil pour la discrimination entre ses deux zones.

Dans cette figure, nous avons présenté les deux axes importants pour la discrimination et le choix du coefficient  $k_0$  et des seuils : la droite en traits pleins noirs correspond à la variation des valeurs en fonction du lieu du défaut (notée  $f(L_{\text{def}})$ ) et la droite en traits pointillés noir correspond à la variation des valeurs en fonction de la résistance du défaut (notée  $f(R_{\text{def}})$ ). Afin de discriminer les défauts avec des seuils en deux dimensions, il faut tout d'abord définir les équations des seuils et dans quel demi plan complexe (délimité par ce seuil) il faut discriminer les défauts. Cette méthode s'inspire des protections de distance qui utilisent des parallélogrammes, sauf que ici, nous avons décidé d'utiliser des seuils plus simples : des fonctions affines. Par exemple, dans la figure précédente, le seuil 1 de la protection PS (la ligne bleue) divise le plan en deux : en dessous du seuil 1, il y a la zone 1 (points bleus) et au dessus, il y a le reste des cas de défaut (points rouges et verts). Pour discriminer une valeur calculée, correspondant à un lieu de défaut et une résistance de défaut donnés, il faut trouver sa position par rapport à la droite de seuil (que l'on doit aussi obtenir). La Figure III-8 montre ce principe. Pour la déterminer, on va tout d'abord prendre la partie réelle de la valeur étudiée ( $\text{Re}(Z_{\text{calc}})$ ) et déterminer le point associé sur la droite de seuil. Son ordonnée

est obtenue en utilisant l'équation de la droite de seuil et vaut  $(\text{Im}(Z_{\text{eq\_seuil}}(\text{Re}(Z_{\text{calc}}))))$ , obtenue à partir de (III-7) Dans cette équation, les termes « a » et « b » sont les coefficients de la droite.

$$\text{Im}(Z_{\text{eq\_seuil}}(\text{Re}(Z_{\text{calc}}))) = a \cdot \text{Re}(Z_{\text{calc}}) + b \quad (\text{III-7})$$

Dans le cas de positionnement des valeurs montré dans la Figure III-7, on va avoir le raisonnement suivant : si cette partie imaginaire est plus grande que la partie imaginaire de la valeur étudiée, le défaut est alors discriminé dans la zone délimitée par le seuil utilisé.

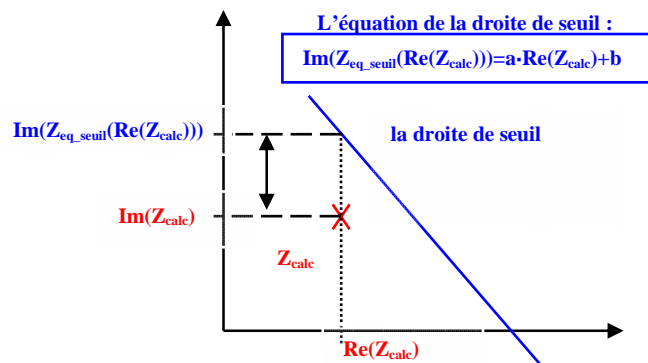


Figure III-8 Le positionnement d'une valeur complexe calculée par rapport à la droite de seuil

Ceci est un des 24 cas possibles de positionnements des valeurs. Les autres cas sont présentés dans l'Annexe 12. Pour chaque cas, la discrimination est faite de manière différente (chaque positionnement impose des signes différents de comparaison entre valeurs, pentes et seuils). De ce fait, la complexité de calcul pour chaque choix de valeur du coefficient  $k_0$  est augmentée par rapport à la méthode 3. Cette complexité augmente considérablement le temps de calcul.

### 2.5.3 Le choix du seuil - pratique

Il faut mentionner que la Figure III-7, présente un cas idéal théorique avec les valeurs « équidistribuées » (en fonction de leurs positions et leurs résistances de défaut). Ce cas comporte des valeurs « parfaites et alignées » (obtenues pour un lieu donné et différentes résistances de défaut). Par exemple, la droite du seuil 1 passe toujours par les valeurs des défauts qui ont eu lieu en d21 avec les impédances de défaut de 0, 10, 50 et 100  $\Omega$ . En réalité, on peut avoir des cas pour lesquels ces valeurs (qui délimitent la zone et alors qui imposent le seuil) ne sont plus alignées mais chaque couple de valeurs permet de définir une droite éligible pour la droite de seuil. La Figure III-9 montre une telle situation. Six droites sont éligibles pour la droite du seuil. Les six droites sont créées par chaque paire de deux valeurs de

défauts (qui ont eu lieu en d21 avec les résistances de défaut 0, 10, 50 et 100  $\Omega$ ). Chaque droite délimite différemment les valeurs calculées.

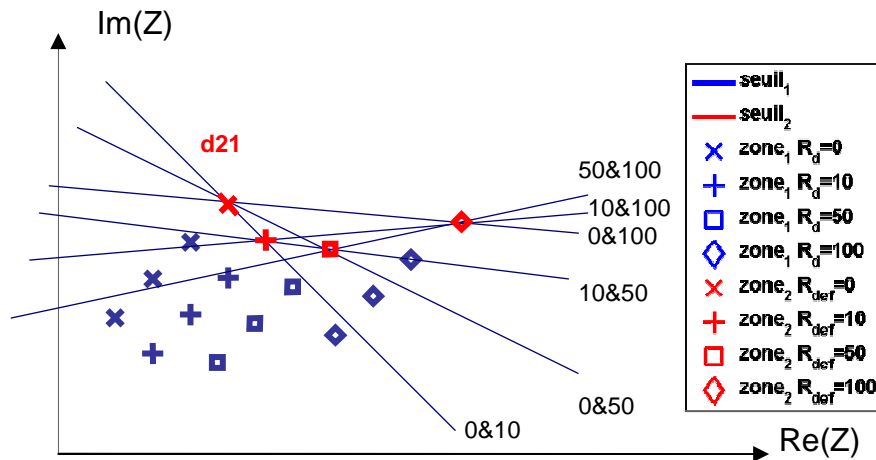


Figure III-9 Le choix de la droite de seuil parmi les droites éligibles

Afin de trouver le meilleur seuil, on choisira la droite qui conduit au succès le plus important en termes de discrimination correcte. Pour le réglage du seuil 1, aucune des valeurs calculées pour un défaut en d21 (les valeurs montrées en rouge dans la Figure III-9) ne doit se trouver en zone 1. Ceci signifie que ces valeurs calculées doivent toutes se trouver du même côté de la droite de seuil. La raison est que l'on ne veut jamais discriminer (par la protection PS dans cet exemple) un défaut plus loin que la protection MR dans la zone 1 de la protection PS (voir Figure III-10). C'est pourquoi les seules droites retenues à cette étape sont les droites qui délimitent toutes les occurrences du défaut en d21 d'un même côté (dans cet exemple ce sont : 0&10, 10&50 et 50&100). A cause du positionnement des valeurs, chacune de ces droites va, peut-être, discriminer quelques défauts qui ont eu lieu avant la protection MR (avant les valeurs en rouge) dans la zone 2 (par exemple les défauts de 100  $\Omega$  qui ont eu lieu en d13 et d12 seront discriminés dans la zone 2 par la droite 0&10). Par conséquent, le choix entre ces dernières droites éligibles pour la droite seuil 1 de la protection PS, est fait en utilisant les probabilités de résistance de défaut et en déterminant la probabilité de discrimination correcte. Nous expliquons en détails comment est calculée cette discrimination dans la partie 3.1. La droite qui permet de discriminer le plus de défauts qui ont eu lieu dans la première zone (en incluant les probabilités d'occurrence des défauts) est choisie comme seuil.

Un autre problème du réglage du seuil peut intervenir dans le réglage de protections avec plusieurs seuils (exemple, la protection PS a deux seuils). Les seuils peuvent se croiser mais il faut que cela se produise en dehors de la partie de plan complexe qui nous intéresse. C'est pourquoi une autre contrainte consistera à choisir uniquement des paires de seuils qui ne se croisent jamais dans le domaine de définition des valeurs calculées.

### 2.5.4 Le choix de la délimitation de zones de protection

De plus, on veut éviter les doubles déclenchements en utilisant les définitions de zones de protection, montrées dans le premier schéma de la Figure III-10. Afin de prouver sa nécessité, nous avons proposé ce choix de zones seulement après avoir montré les risques de double déclenchement obtenus avec le premier choix de zones. On rappelle que la protection FR n'a pas de réglages de discrimination, pour cette configuration de réseau (car elle ne secourt aucune autre protection en aval).

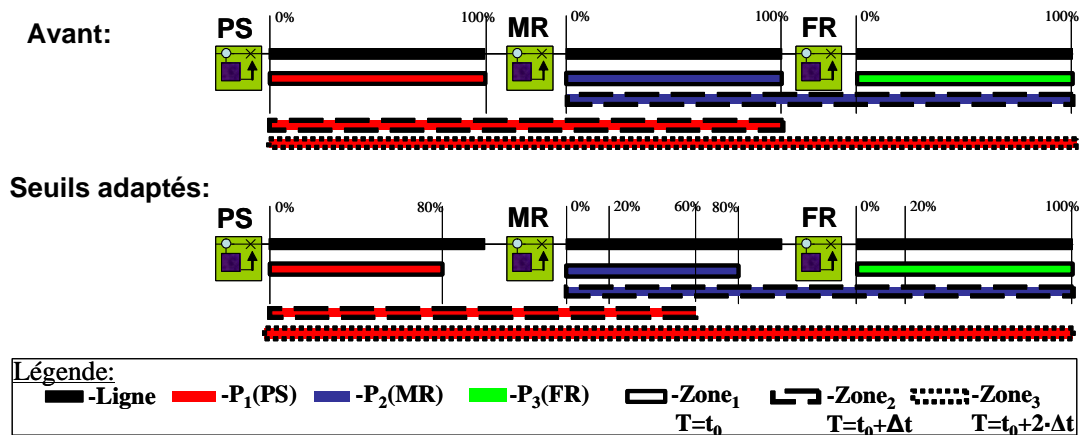


Figure III-10 Les zones de protection améliorées

Afin d'éviter ces doubles déclenchements, on va décaler les zones de recouvrement comme il est montré dans le deuxième schéma de cette figure. Comme les défauts mal discriminés se trouvent toujours à la fin d'une zone, on préfère réduire de 20% (valeur prise par analogie avec le réglage de protections de transport pour tenir compte des erreurs de mesure et de calcul) la zone de protection. Cette partie sera protégée dans la zone suivante. Il n'y a plus ainsi de concomitance entre la fin d'une zone pour la protection PS et le début d'une zone pour la protection MR (idem pour MR et FR). Entre MR et FR, on va avoir la zone 1 du MR qui couvre 80% de la zone entre ces protections et la zone 2 du PS qui couvre 60% de la même zone. Ces pourcentages de recouvrement d'une zone sont associés à l'impédance directe de la zone étudiée (car l'impédance directe est plus pertinente que la longueur pour tenir compte de l'hétérogénéité du départ).

## 2.6 Evaluation des méthodes de réglage

Chaque méthode proposée doit être évaluée. Les défauts qui ont eu lieu dans une zone donnée mais qui ont été détectés dans la zone suivante (à cause d'une résistance de défaut élevée, par exemple) sont éliminés avec une temporisation plus grande que nécessaire. Les défauts mal discriminés sont des défauts qui ont lieu à la fin d'une zone et avec une résistance de défaut importante. La tenue du matériel n'est, a priori, pas un problème car le

courant de défaut est plus faible pour ces défauts résistifs lointains et les câbles doivent pouvoir alors soutenir plus longtemps ces courants de court-circuit. Même si ces défauts sont toujours détectés et éliminés plus tardivement, on va les considérer cependant comme des discriminations « retardées ». Le réseau est toujours protégé même si les défauts sont détectés et discriminés dans des zones plus lointaines (donc avec une temporisation plus importante qu'attendue). On a ainsi séparé les cas de défauts correctement discriminés (dans leurs vraies zones où ils ont eu lieu et pour lesquels les autres protections ont correctement temporisé leur déclenchement) des autres défauts.

Dans le paragraphe suivant, nous explicitons comment évaluer la performance du plan de protection pour chaque méthode (comme il a été expliqué dans la présentation des méthodes).

Les choix du  $k_0$ , des seuils et le recours au calcul de discrimination correcte dépendent de la méthode choisie.

Une première approche consiste à considérer un plan de protection établi, à la base, pour les défauts francs et à évaluer la performance une seule fois (méthodes 1 et 2). En supposant que les défauts plus résistifs sont toujours « vus » de manière plus lointaine, ces seuils (réglés pour le défaut franc de la fin de la zone) assurent que tous les défauts ne seront jamais discriminés plus précocement. On peut évaluer la performance des méthodes 1 et 2 (pourcentage de discrimination correcte) à la fin du calcul des distances de défauts. Les seuils sont fixes pour ces deux méthodes et le coefficient  $k_0$  est unique pour un lieu de défaut donné.

Une deuxième approche (méthode 3) consiste à proposer plusieurs coefficients  $k_0$ , chacun avec un seuil. La performance est alors calculée pour chaque coefficient  $k_0$  analysé en utilisant les seuils correspondants afin de retenir le coefficient et les seuils qui permettent la discrimination la plus correcte. Même si, dans cette deuxième approche, les seuils sont fixes, ils ne sont plus fixés une fois pour toute (car ils dépendent du coefficient  $k_0$ ).

La troisième approche, développée dans la méthode 4, utilise des seuils et les impédances calculées en complexe. Cette approche consiste à prendre en compte, pour le réglage, des défauts résistifs (0 à 100  $\Omega$ ). Pour cela, il faut prendre en compte l'évolution de l'impédance calculée (à la fois en partie réelle et en partie imaginaire). La troisième approche se déroule comme la deuxième approche et retient évidemment le coefficient  $k_0$  et les seuils associés les plus discriminants (plan de protection le plus robuste à la variation de la résistance de défaut).

Il faut mentionner qu'une dispersion importante des grandeurs calculées peut arriver en présence de GED, d'erreurs de mesure ou de changements des paramètres dans le départ.

Par changement de paramètres, nous faisons référence à des travaux de maintenance sur les câbles qui peuvent changer le réseau et donc l'impédance de divers tronçons.

### 3 Les résultats obtenus

Des simulations dynamiques de défauts en réseau ont été conduites avec le logiciel ATP. Afin de mettre en place la logique de protection, les résultats obtenus (les tensions et les courants mesurés) ont été traités avec le logiciel Matlab.

#### 3.1 Le calcul du pourcentage de discrimination correcte

Pour garantir que le plan de protection soit le plus discriminant possible, il faut garantir son bon fonctionnement pour une plage donnée de résistance de défaut. Pour cela, chaque méthode de réglage sera évaluée pour des résistances de défaut comprises entre 0 et 100  $\Omega$ . Cette limite haute a été fixée car elle conduit à un courant de défaut non détectable par les protections ampèremétriques classiques.

Pour tenir des statistiques d'occurrence des différentes résistances de défaut, on a attribué une probabilité d'apparition du défaut en fonction de sa résistance, en conformité avec une statistique fournie par le distributeur (Figure III-11).

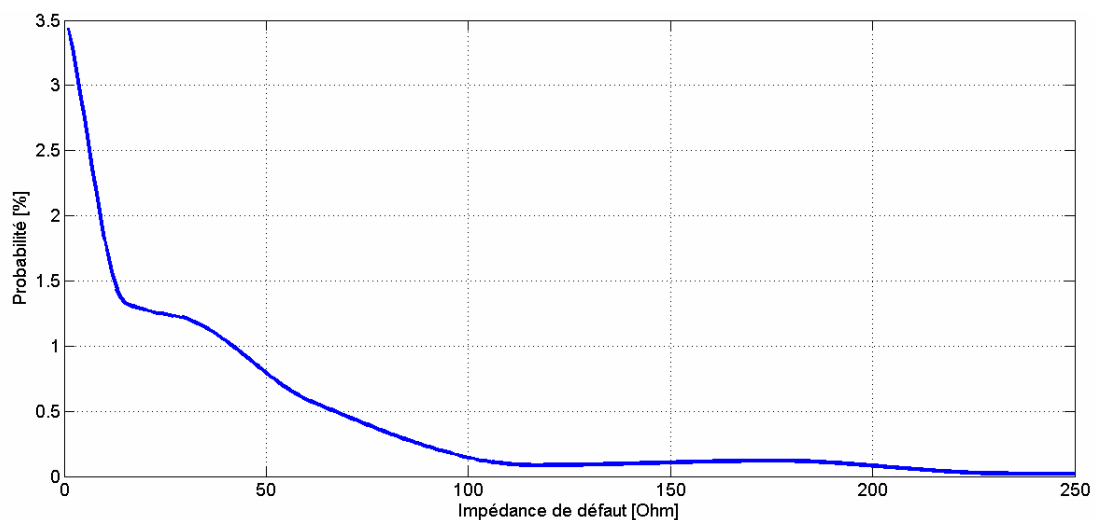


Figure III-11 La probabilité d'apparition d'un défaut en fonction de leur résistance de défaut

Le calcul du pourcentage de défauts discriminés est alors pondéré par les probabilités d'apparition des défauts en fonction de leur résistance. Dans l'équation (III-8), on présente la formule de calcul de la probabilité de discrimination réussie. Afin d'être plus précis sur nos résultats, nous avons interpolé les valeurs obtenues pour les dix lieux de défaut et pour les quatre résistances de défaut (0, 10, 50 et 100  $\Omega$ ). Nous considérons donc 100 lieux de défaut (10 lieux interpolés entre chaque couple de lieux simulés) et 100 résistances de défaut



(interpolés linéairement entre les quatre valeurs simulées). La raison pour laquelle les valeurs simulées de la résistance de défaut ne représentent pas une division uniforme de la plage étudiée de 0 - 100  $\Omega$  est que la probabilité d'apparition d'un défaut diminue avec l'augmentation de sa résistance. Pour chaque lieu du défaut ( $L \in \{d11: d21\}$  par exemple pour la première zone), on somme tous les probabilités de succès de discrimination des défauts dans la plage de résistance de défaut  $R_{def} \in \{0,100\}\Omega$ . Si tous les défauts, pour un lieu de défaut donné, sont correctement discriminés, la somme sera 100 (%). La probabilité de bon fonctionnement d'une protection pour une zone, ( $P_{zone1}$  par exemple pour la zone 1) sera la moyenne arithmétique de toutes les probabilités de succès de chaque lieu de défaut de cette zone. Dans la formule suivante, la variable  $p_{R_{def},L}$  est la probabilité d'apparition d'un défaut avec la résistance de défaut  $R_{def}$  au lieu de défaut  $L$ . Un défaut (caractérisé par  $R_{def}$  et  $L$ ) qui n'a pas été correctement discriminé a la variable attribuée :  $p_{R_{def},L} = 0$ . Le coefficient « n » est le nombre de lieux étudiés par zone (soit 30 entre d11 et d21 par exemple dans le cas de la zone 1).

$$P_{zone1} = \frac{\sum_{L=d11}^{d21} \left( \sum_{R_{def}=0}^{100} p_{R_{def},L} \right)}{n} \quad (III-8)$$

Il faut tenir compte que les pourcentages sont montrés pour les défauts avec une résistance entre 0 et 100  $\Omega$ , ce qui représente 96.63 % de tous les défauts résistifs, d'après une les valeurs montrées dans la Figure III-11. Nous présentons ensuite les résultats en utilisant les quatre méthodes de discrimination qui reposent sur la détermination du coefficient  $k_0$ .

### 3.2 L'analyse du calcul reposant sur la partie imaginaire de l'impédance

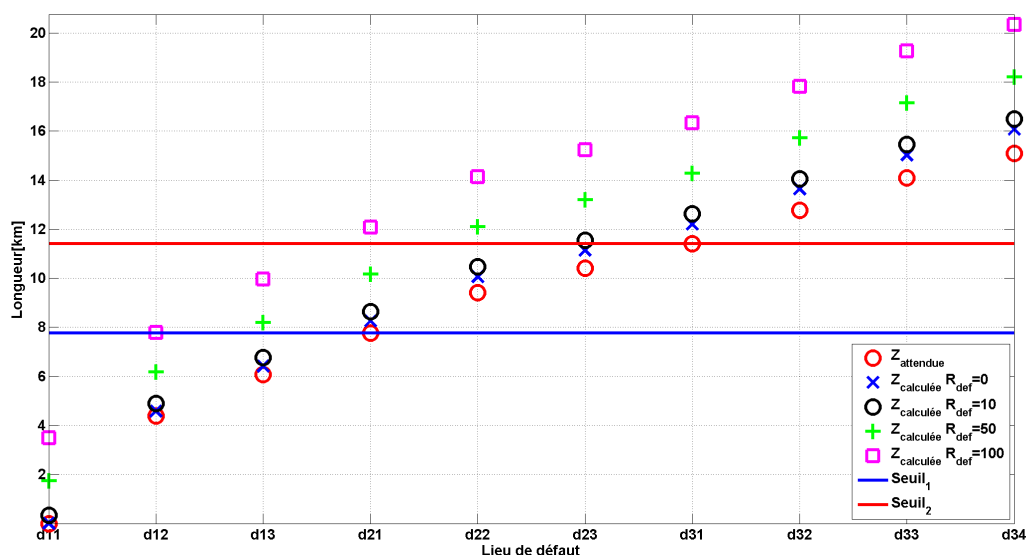
Une protection reposant sur la partie imaginaire de l'impédance est la plus simple à régler. Le critère de discrimination est simple à gérer car il n'y a qu'une comparaison entre la valeur calculée et le seuil (qui est constant pour tous les défauts, indépendant du lieu de défaut ou de la résistance de défaut).

#### 3.2.1 Les résultats obtenus avec la méthode 1

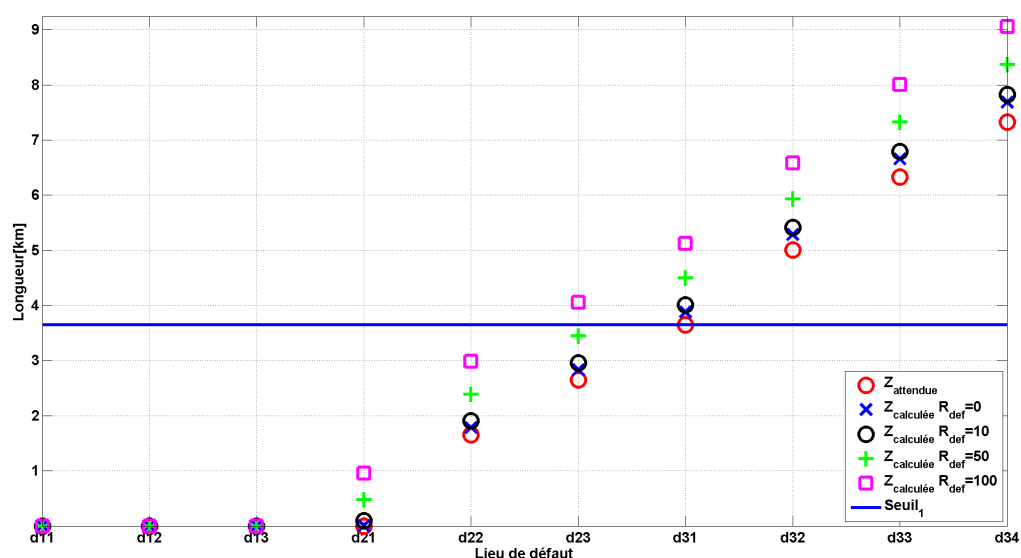
Dans ce paragraphe, nous montrons les résultats obtenus en utilisant la première méthode « par tronçon ». Premièrement, nous montrons les résultats obtenus pour une mise à la terre de  $12+12j \Omega$  et pour l'autre mise à la terre impédante de 40  $\Omega$ . Ensuite, nous montrons l'applicabilité de la méthode 1 sur des départs avec le neutre compensé.

### Analyse des résultats obtenus pour la mise à la terre de $12+12j \Omega$

Les résultats obtenus avec la première méthode, sur la protection  $P_1$  (PS), sont montrés dans la Figure III-12.a. Les valeurs obtenues pour la protection  $P_2$  (MR) sont présentées dans la Figure III-12.b. On rappelle que la méthode est appliquée sur le départ présenté dans le chapitre II.



a



b

Figure III-12 Les valeurs obtenues par la méthode 1, avec une mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , pour la protection : a.  $P_1$ (PS) ; b.  $P_2$ (MR)

Les cercles rouges sont les valeurs attendues pour les défauts (les vraies distances de défaut). On peut observer que les résultats pour les défauts francs, en « x » bleu, ont une petite erreur qui augmente avec la distance jusqu'au défaut. Cette erreur est due à l'hétérogénéité du réseau. L'erreur d'estimation de la distance jusqu'au défaut causée par la

résistance de défaut augmente aussi avec la distance jusqu'au défaut. Les défauts « vus » plus loin que le lieu réel (comme le défaut de  $100\ \Omega$  en d13 qui est « vu » à 10 km, dépassant le seuil de 7.7 km), sont discriminés dans une des zones suivantes. Donc un défaut mal discriminé sera éliminé plus tardivement que nécessaire, mais toujours par la protection la plus proche. Nous rappelons que nous entendons par discrimination correcte que l'on a bien trouvé la zone en défaut et donc que la temporisation est celle attendue.

Nous allons montrer pour chaque mise à la terre les pourcentages des zones 1 et 2 (si la protection réglée est celle du PS) et de zone 1 (si la protection réglée est celle du MR). Nous présentons aussi pour chaque cas la valeur de pourcentage pour toutes les zones protégées (les trois zones pour PS et les deux zones pour MR). Nous rappelons que la dernière zone est toujours bien discriminée car il n'y a plus de zones en aval. Les problèmes de discrimination pourront apparaître sur les autres zones. Les pourcentages obtenus sont la moyenne des pourcentages calculés pour chaque zone. L'Annexe 13 présente le détail de calculs.

Le pourcentage de discrimination correcte de la protection au poste source est de 71,2 % pour les zones 1 et 2 et de 82 % pour les zones 1, 2 et 3. Le pourcentage de discrimination correcte de la protection MR est de 86,5% pour sa zone 1 et de 94,9 % pour ses zones 1 et 2. Ces pourcentages seront comparés avec ceux des autres méthodes et les autres cas de mise à la terre dans le Tableau III-1 présenté dans la partie 3.2.4. Les raisons pour lesquelles la protection MR discrimine mieux les défauts sont :

- d'une part qu'il y a moins de zones à protéger (50% de la zone protégée est la zone 2 – en aval de la protection  $P_3$  - qui est toujours discriminée avec un succès de 100%)
- d'autre part, la zone comporte moins de tronçons (donc moins de variations d'impédances linéiques). Par ailleurs, il n'y a plus de câbles en aval et donc les variations d'impédances sont plus faibles.

### **Analyse des résultats obtenus pour la mise à la terre de $40\ \Omega$**

Les résultats obtenus pour la mise à la terre de  $40\ \Omega$  figurent dans l'Annexe 14 (Figure A-53.a, pour les valeurs du PS et la Figure A-53.b pour les valeurs du MR). Les variations observées pour le cas de la mise à la terre de  $12+12j$  sont toujours valables. Le pourcentage de discrimination correcte de la protection PS est de 50,4 % pour les zones 1 et 2 et de 68,1 % pour les zones 1, 2 et 3. La protection MR discrimine les défauts avec un succès de 86,6 % pour la zone 1 et de 95 % pour les zones 1 et 2. Les résultats ne sont pas aussi bons que pour le cas de la mise à la terre de  $12+12j$ . Ils peuvent être dus à la valeur plus importante de cette mise à la terre.

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre compensé

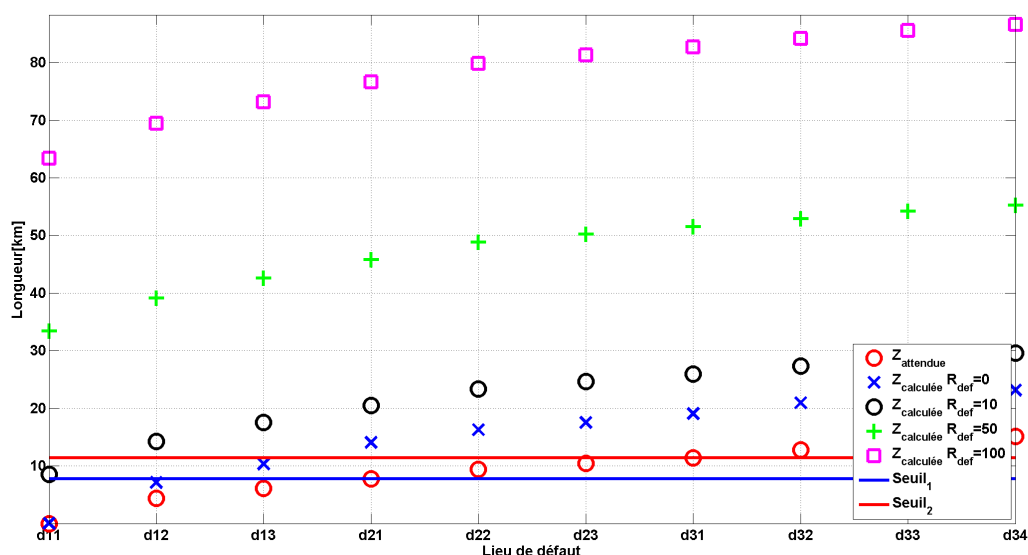
Le courant de défaut n'est pas le même suivant les mises à la terre et on obtient donc des performances différentes de la même formule appliquée avec des courants de défaut différents. Comme il est présenté dans le chapitre II, partie 3.2, cette impédance intervient dans les formules en rapport avec l'impédance des conducteurs jusqu'au défaut. Comme nous avons conclu dans l'analyse électrotechnique, la plage de variation des grandeurs est diminuée pour les impédances de mise à la terre importantes (par exemple dans le cas de neutre compensé) et peut donc conduire à des résultats plus mauvais que les précédents.

Nous présentons les résultats pour la mise à la terre par neutre compensé. Les résultats sont montrés pour chaque valeur de mise à la terre en fonction de l'accord (ou le désaccord) de la bobine de compensation. Le calcul de l'impédance de neutre compensé est présenté dans l'Annexe 15. Les réglages ont été faits pour chaque cas de neutre compensé :

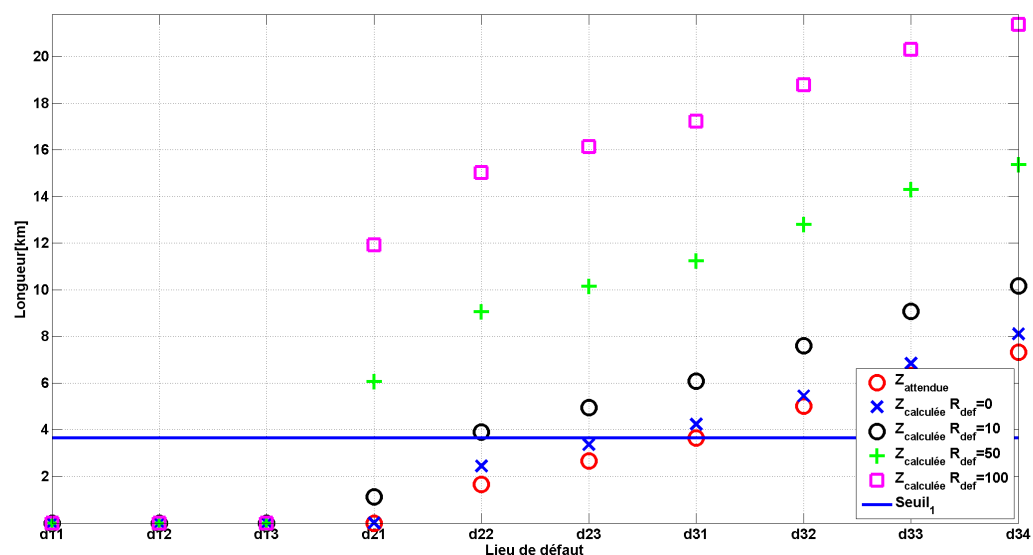
- parfaitement accordée (différence nulle entre le courant capacitif total du poste et le courant par la mise à la terre) – mise à la terre  $577||50j \Omega$
- sur compensée (+35A) – mise à la terre  $577||45j \Omega$
- sous compensée (-35A) – mise à la terre  $577||56j \Omega$

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre parfaitement accordé (mise à la terre $577||50j \Omega$ )

On commencera par le neutre parfaitement accordé, voir la Figure III-13.



a



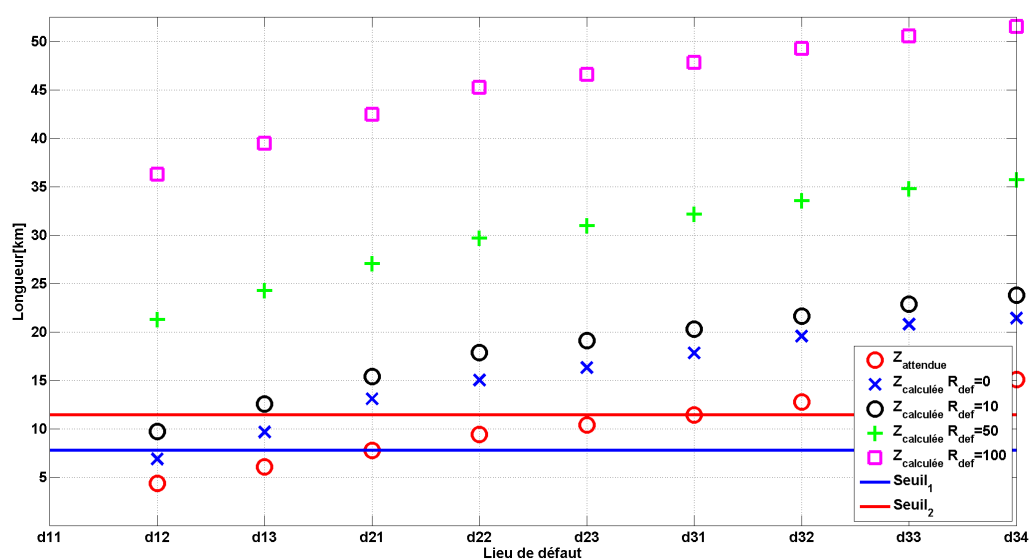
b

Figure III-13 Les valeurs obtenues par la méthode 1, avec une mise à la terre de  $577 \parallel 50j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

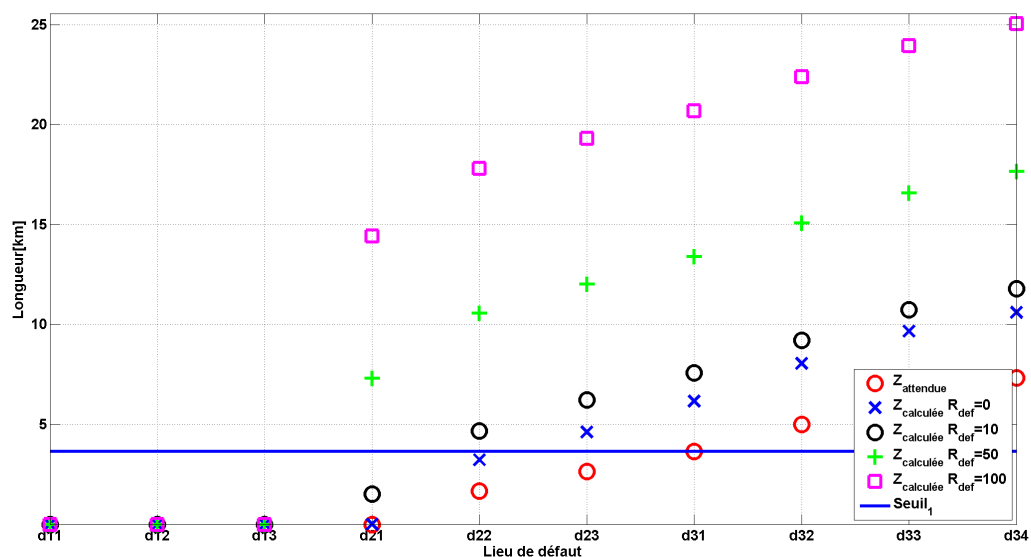
La faible variation en fonction du lieu de défaut et la forte variation en fonction de la résistance de défaut fait qu'il est mal avisé d'utiliser cette méthode pour les neutres compensés. Le but d'un neutre compensé est de limiter le courant de défaut lors d'un défaut monophasé. Les limitations du courant de court-circuit font que le défaut a un faible impact sur le réseau. Ce faible impact se traduit par des interprétations de la protection comme un défaut lointain (car elle mesure une impédance plus importante). Les discriminations avec succès ne s'élèvent plus qu'à 17,6 % pour la protection PS dans les zones 1 et 2 et à 46,3 % pour toutes les trois zones et un peu plus pour la protection MR soit 28,1 % et respectivement 65,8 %.

#### Analyse des résultats obtenus pour le neutre sur compensé (mise à la terre $577 \parallel 45j \Omega$ )

Pour un neutre sur compensé, la Figure III-14.a montre les valeurs obtenues avec la protection PS et la Figure III-14.b celles obtenues avec la protection MS.



a



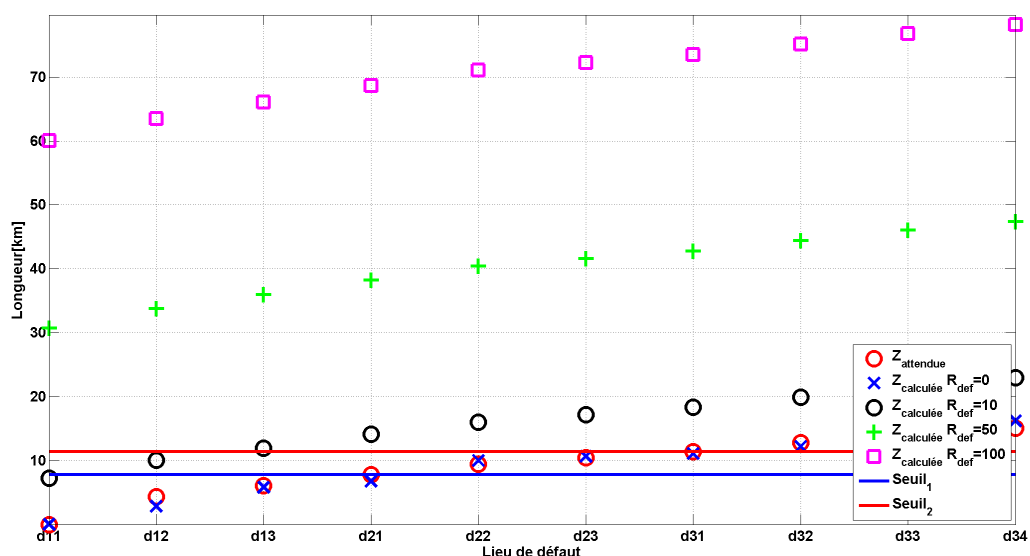
b

Figure III-14 Les valeurs obtenues par la méthode 1, avec une mise à la terre de  $577 \parallel 45j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

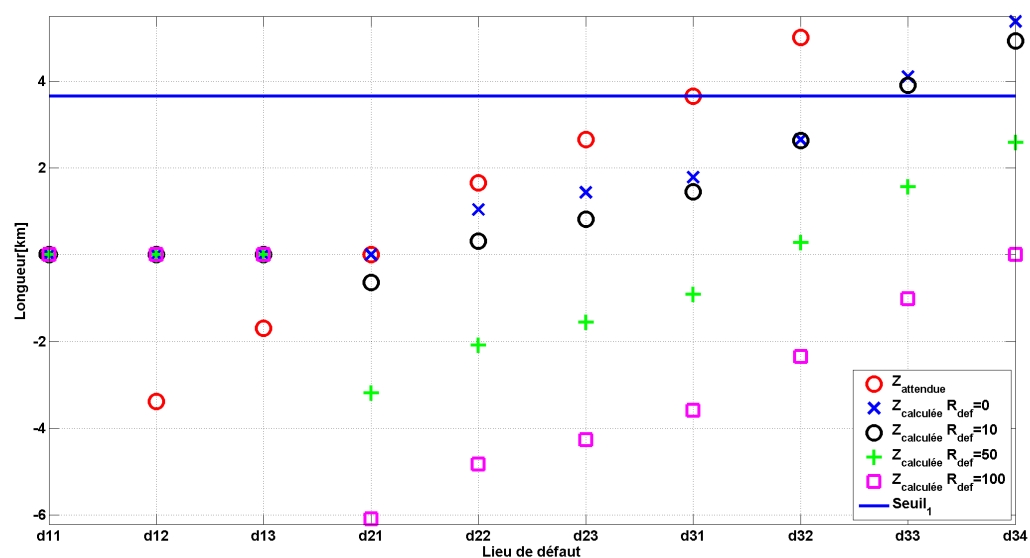
Avec un succès de discrimination de 30,5 % pour les zones 1 et 2 et de 54,9 % pour les zones 1, 2 et 3 avec la protection PS et une meilleure performance (36,6 % pour la zone 1 et 70,1 % pour les zones 1 et 2) avec la protection MR, la méthode semble être mieux adaptée pour cette mise à la terre désaccordée.

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre sous compensé (mise à la terre $577||56j \Omega$ )

Enfin, nous montrons les valeurs calculées avec la protection PS (Figure III-15.a) et la protection MR (Figure III-15.b), pour le neutre sous compensé.



a



b

Figure III-15 Les valeurs obtenues par la méthode 1, avec une mise à la terre de  $577||56j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

On observe que pour la protection PS les défauts francs sont discriminés avec des valeurs calculées plus proches des valeurs attendues que pour les précédentes mises à la terre du neutre compensé. Par contre, le pourcentage ne s'élève plus qu'à 11 % pour les deux premières zones et plus qu'à 41,8 % pour toutes les trois car la variation de la distance

calculée en fonction de la résistance de défaut est trop forte par rapport à celle en fonction du lieu du défaut. Mais pour la protection MR, la variation en fonction de la résistance de défaut est inversée (on mesure une valeur plus petite que pour les défauts francs). C'est-à-dire que la combinaison des valeurs mesurées et le coefficient choisi font changer le signe de la distance calculée. La seule conclusion qui peut être tirée est que la méthode n'est pas adaptée pour les mises à la terre du neutre compensé. La formule de calcul, tout simplement, ne peut pas discriminer les défauts résistifs sur un réseau avec neutre compensé.

### Synthèse sur les résultats obtenus avec la méthode 1

La Figure III-16 synthétise les différents pourcentages de succès de discrimination obtenus avec différentes impédances de mise à la terre en utilisant la méthode 1. Le cas de sous compensation de la mise à la terre pour la protection  $P_2$  n'est pas présenté car les résultats montrent que la méthode est inutilisable pour ce cas.

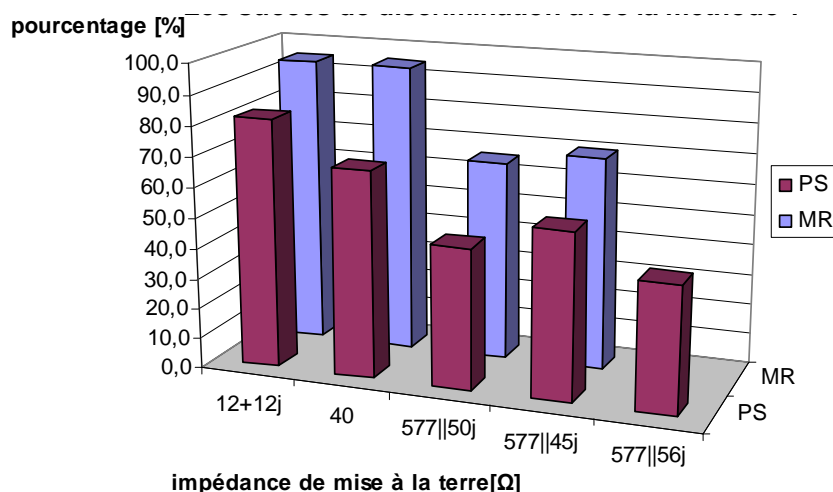


Figure III-16 Les valeurs de succès de discrimination en utilisant la méthode 1

On observe facilement que dans tous les cas que la protection MR discrimine mieux les défauts que la protection PS. Le cas de la mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , étant la mise à la terre du réseau réel utilisé, est le plus correctement discriminé. Le temps de calcul nécessaire pour la discrimination pour tous les lieux de défaut et résistances de défaut (40 cas en total) est de 0,009 s. Donc, pour un défaut donné (un de ces 40 cas), le temps est de 0,225 ms. Le calcul a été fait en utilisant l'outil MATLAB avec un processeur Intel Centrino Duo à 2,20 GHz et une mémoire vive de 2 Go. Ces chiffres servent seulement à comparer les temps nécessaires pour chaque méthode et avoir une illustration de la complexité de chacune.



### 3.2.2 Les résultats obtenus avec la méthode 2

Cette méthode va donner de meilleurs résultats grâce aux seuils qui ne sont plus imposés par les valeurs attendues mais par les valeurs obtenues pour des défauts francs qui ont eu lieu aux limites de zones.

#### Analyse des résultats obtenus pour la mise à la terre de $12+12j \Omega$

On commencera avec les résultats obtenus pour une mise à la terre de  $12+12j \Omega$  (Figure III-17).

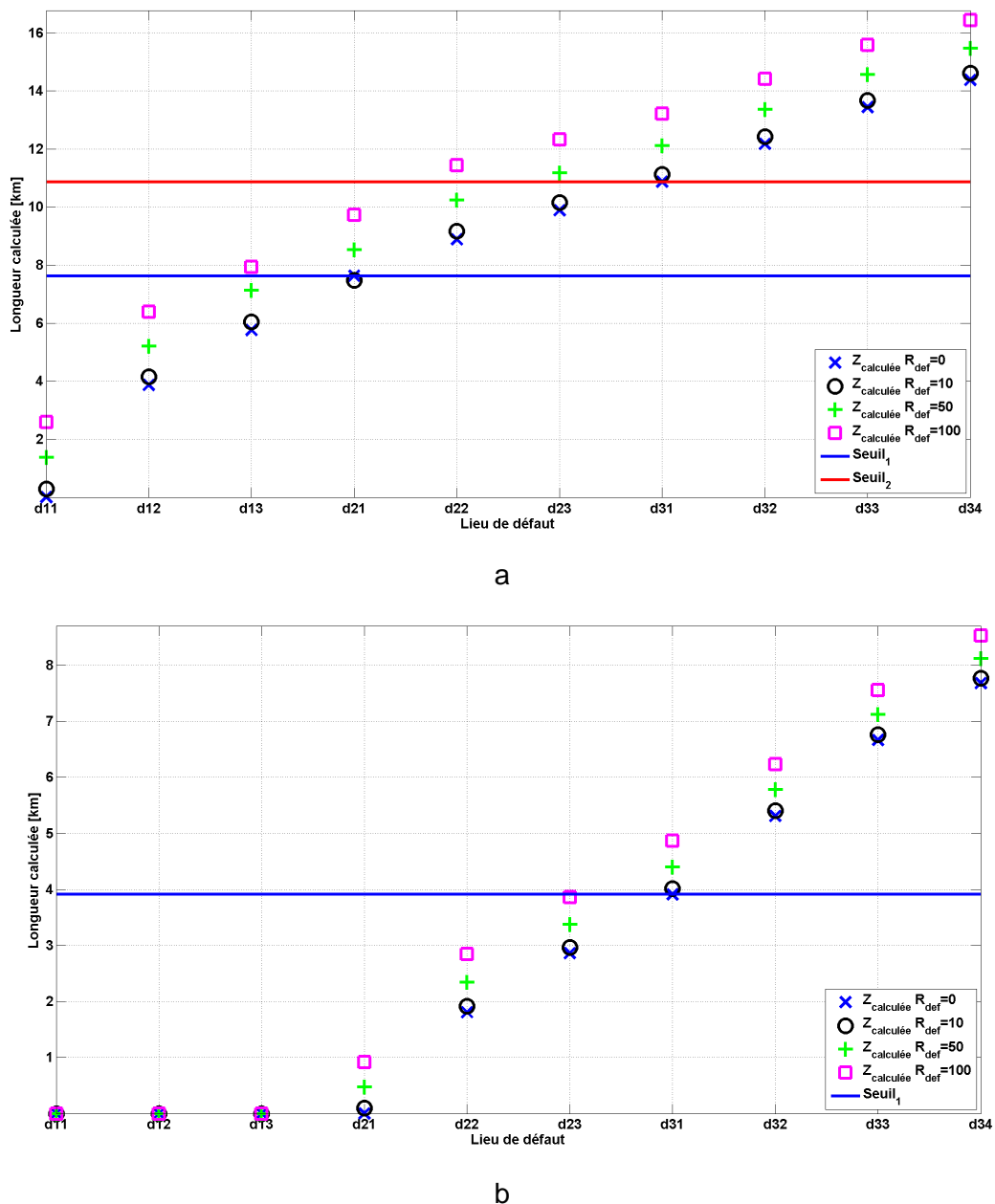


Figure III-17 Les valeurs obtenues par la méthode 2, avec une mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

Les résultats de pourcentage de discrimination pour la protection PS sont de 80,2 % pour les zones 1 et 2 et de 88 % pour les zones 1, 2 et 3. Pour la protection MR, on discrimine encore mieux avec un succès de 88,6 % et respectivement de 96,1 %. Si on regarde les valeurs de succès obtenues avec la méthode 1, on observe une amélioration avec cette méthode 2.

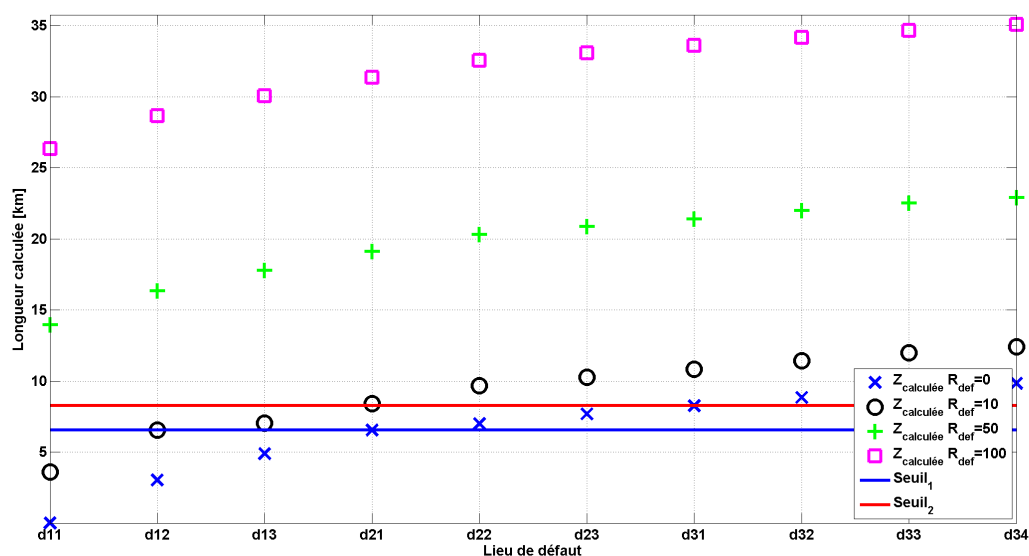
### Analyse des résultats obtenus pour la mise à la terre de $40\ \Omega$

Nous présentons ensuite les résultats obtenus pour la mise à la terre de  $40\ \Omega$  (voir dans l'Annexe 14 la Figure A-54.a, pour les valeurs du PS et la Figure A-54.b pour les valeurs du MR).

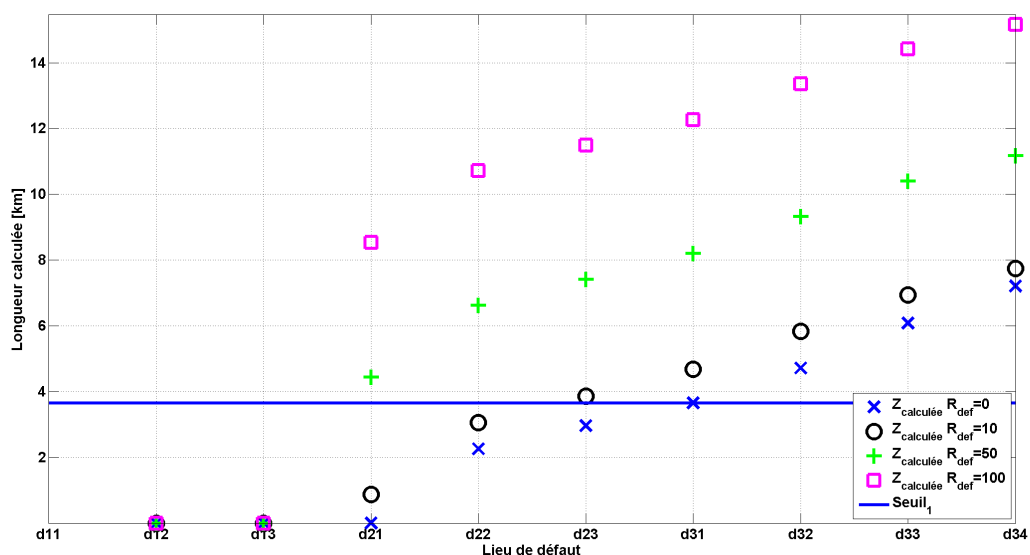
On observe aussi pour cette mise à la terre une amélioration par rapport à la méthode précédente (55,8 % pour les deux premières zones et 71,7 % pour toutes les zones avec la protection PS et 88,7 % respectivement 96,2 % avec la protection MR).

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre parfaitement accordé (mise à la terre $577\parallel 50j\ \Omega$ )

Finalement, nous présentons les résultats pour la mise à la terre par neutre compensé. Les résultats sont montrés pour chaque valeur de mise à la terre. La mise à la terre parfaitement accordée conduit à des valeurs assez difficiles à discriminer comme on peut le constater dans la Figure III-18.a pour la protection PS et Figure III-18.b pour la protection MS.



a



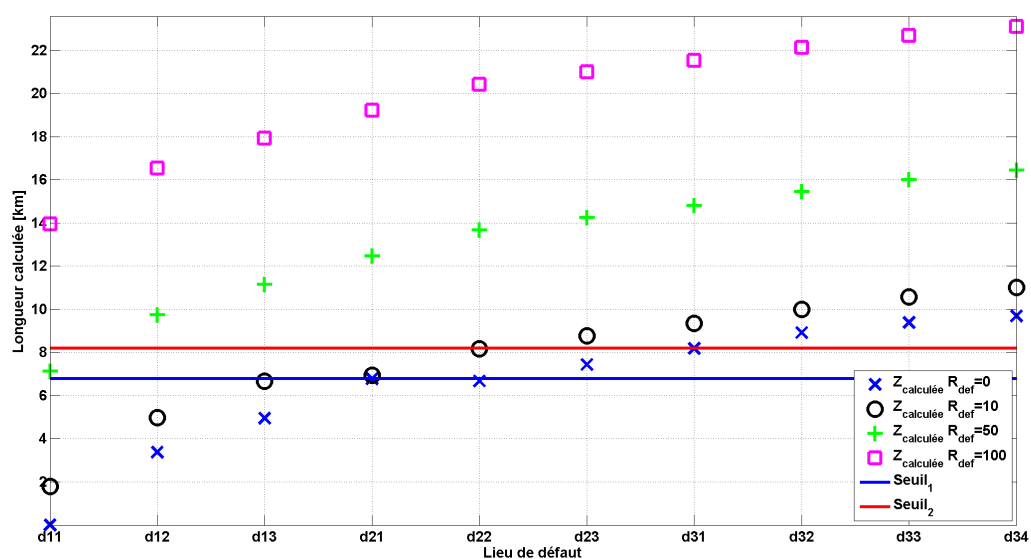
b

Figure III-18 Les valeurs obtenues par la méthode 2, avec une mise à la terre de  $577||50j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

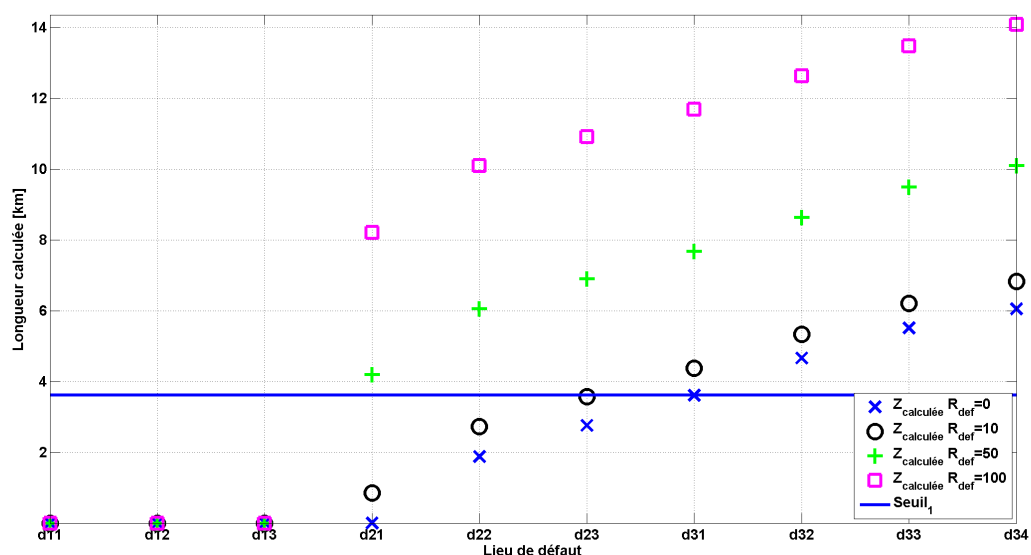
Même si le succès est amélioré grâce aux choix de seuils, les valeurs ne prouvent pas que cette méthode soit utilisable pour le neutre compensé. On a 19,7 % de succès sur les 2 premières zones et 47,6 % pour toutes les zones avec la protection PS et un peu plus de 33,3 % respectivement 68,4 % avec la protection MR.

#### Analyse des résultats obtenus pour le neutre sur compensé (mise à la terre $577||45j \Omega$ )

Pour un neutre sur compensé, la Figure III-19.a montre les valeurs obtenues avec la protection PS et la Figure III-19.b celles obtenues avec la protection MR.



a



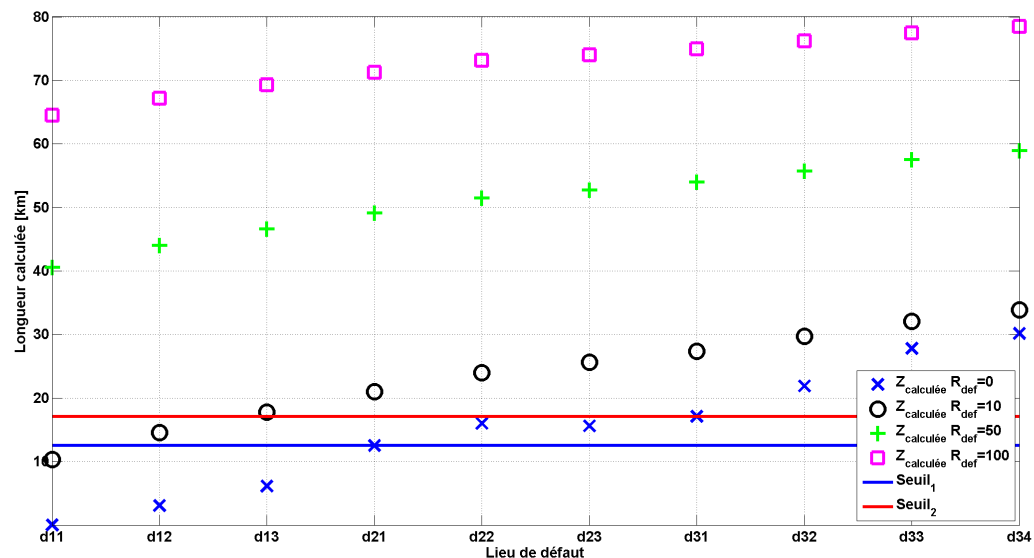
b

Figure III-19 Les valeurs obtenues par la méthode 2, avec une mise à la terre de  $577 \parallel 45j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

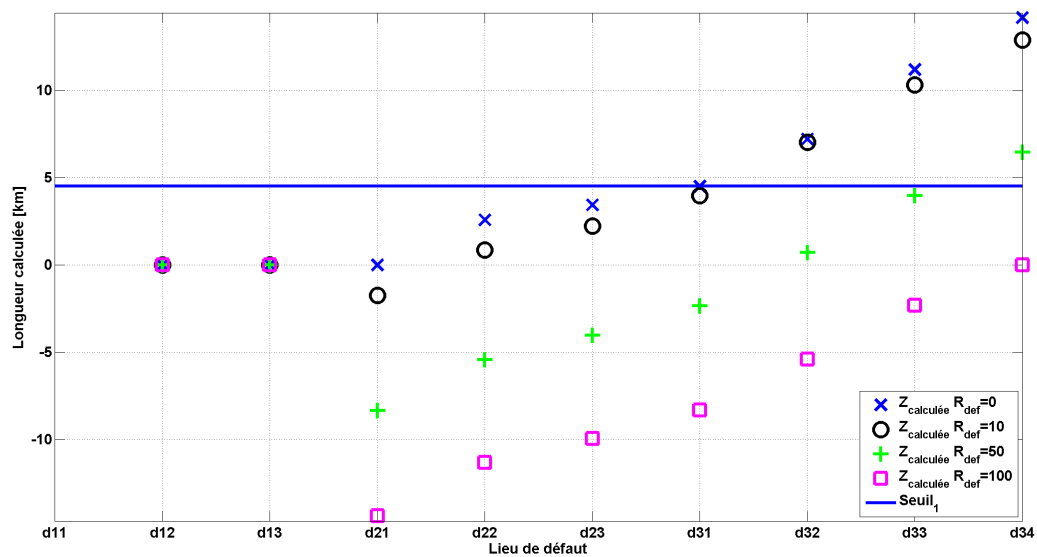
Dans ce cas de mise à la terre, comme on a vu avec la méthode 1, on a des résultats améliorés comme pour le cas de mise à la terre précédent, mais ils ne sont toujours pas satisfaisants. Des succès de 33,4 %, sur les zones 1 et 2 et de 56,9 %, sur les trois zones, caractérisent les discriminations faites par la protection PS. La protection MR discrimine correctement 37,6 % de défauts de la première zone et 70,5 % de tous les défauts.

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre sous compensé (mise à la terre $577||56j \Omega$ )

Les figures suivantes présentent les valeurs calculées pour la protection PS (Figure III-20.a) et la protection MR (Figure III-20.b) dans le cas de neutre sous compensé.



a



b

Figure III-20 Les valeurs obtenues par la méthode 2, avec une mise à la terre de  $577||56j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

Cette mise à la terre pose toujours des problèmes sur les protections déployées dans le réseau avec un neutre compensé. Les valeurs de succès de discrimination avec la protection PS sont les plus faibles de tous les cas de mise à la terre, mais toujours plus grandes qu'avec la méthode 1 pour la même mise à la terre (14,5 %, respectivement 44,2 %).

### Synthèse sur les résultats obtenus avec la méthode 2

En conclusion, cette méthode ne peut pas être utilisée pour les neutres compensés. Mais elle apporte de petites améliorations quant à la discrimination par rapport à la méthode 1 (surtout les succès obtenus avec la PS), grâce aux choix de seuils.

Dans la Figure III-21, nous présentons les valeurs de succès de discrimination correcte obtenues avec différentes impédances de mise à la terre en utilisant la méthode 2.

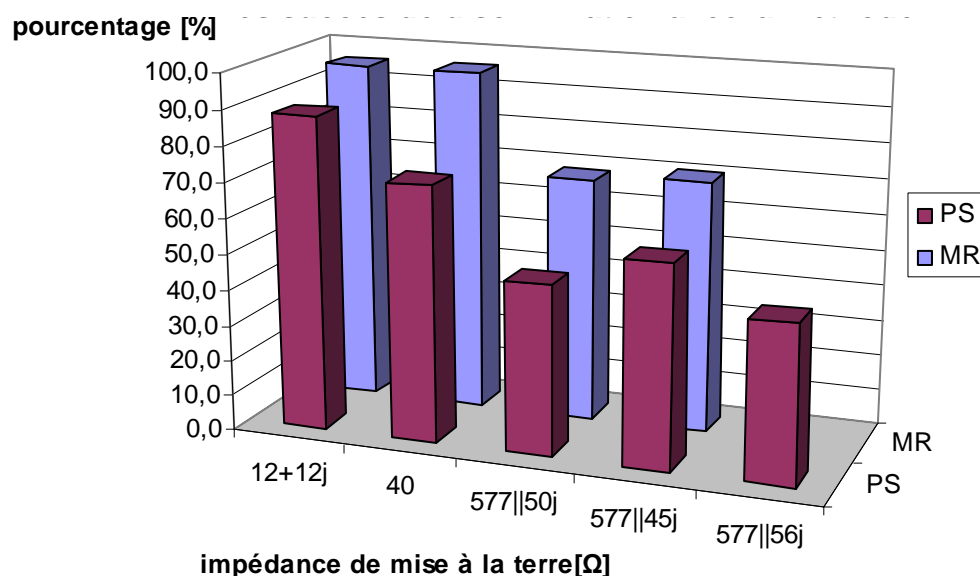


Figure III-21 Les valeurs de succès de discrimination en utilisant la méthode 2

Cette figure confirme visuellement la même tendance de discrimination formulée pour la méthode 1. Les défauts sur un réseau avec l'impédance de mise à la terre de 12+12j sont le plus correctement discriminés. Le temps de calcul en utilisant cette méthode est comparable à celui de la méthode 1, voire plus petit.

### 3.2.3 Les résultats obtenus avec la méthode 3

Cette méthode apporte une autre manière de choisir le coefficient  $k_0$  afin de discriminer plus exactement les défauts : l'optimisation de ce coefficient. Afin d'être sûr que le coefficient est trouvé sur le plus grand domaine possible, nous avons utilisé un domaine de 5000 valeurs parcouru avec un pas de 5. C'est la taille maximale permise par le logiciel Matlab pour cette logique en utilisant la méthode 3.

Dans l'Annexe 16, nous montrons un exemple de résultats obtenus après une simulation pour une mise à la terre traitée avec la méthode 3. Tous les autres résultats, pourcentages et les coefficients  $k_0$  trouvés sont présentés dans un tableau dans l'Annexe 17. Dans cette annexe, les résultats sont comparés avec ceux obtenus en utilisant la méthode 4.

#### Analyse des résultats obtenus pour la mise à la terre $12+12j \Omega$

Les résultats pour la mise à la terre de  $12+12j \Omega$  sont présentés dans la Figure III-22.

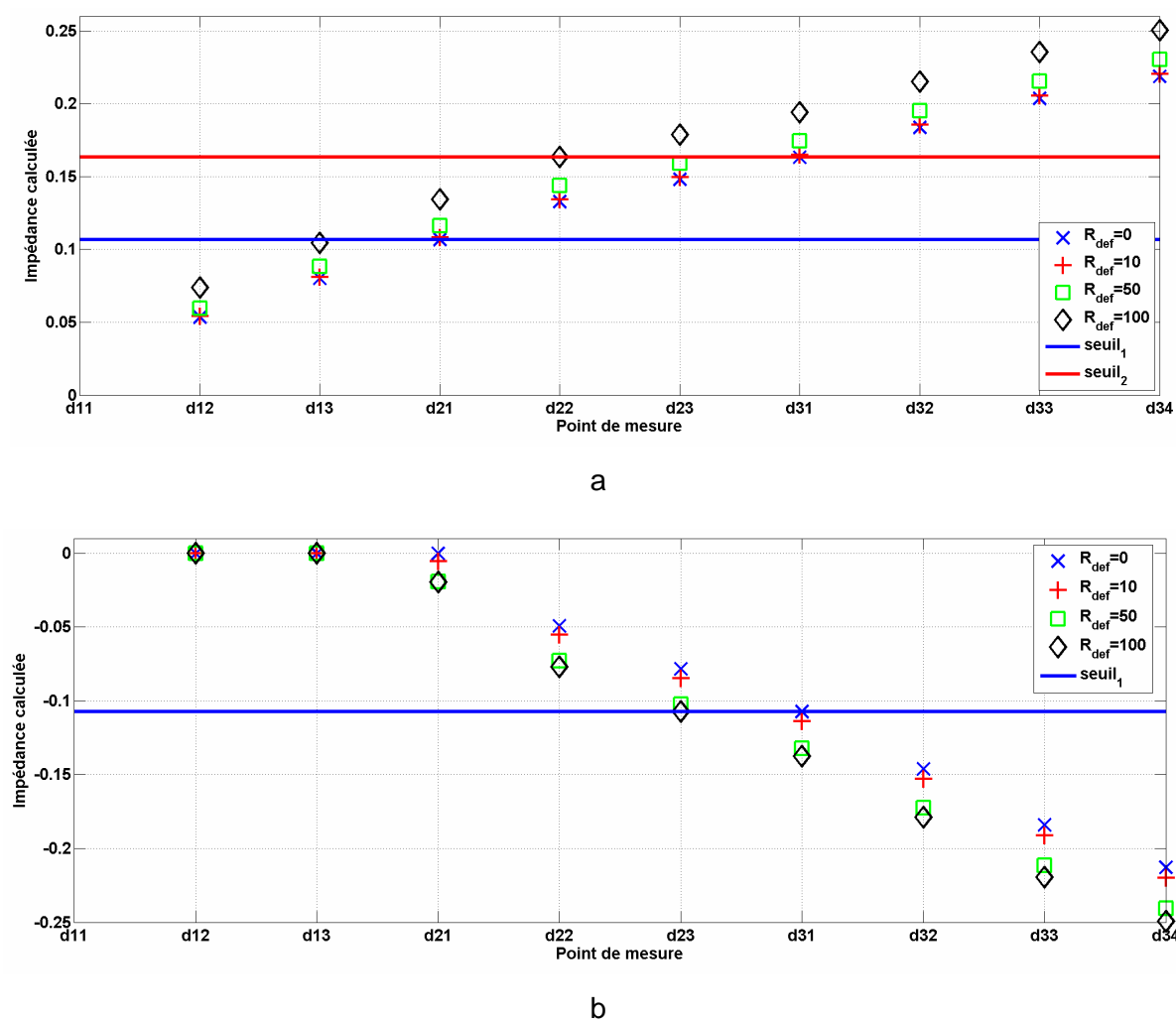


Figure III-22 Les valeurs obtenues par la méthode 3, avec une mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

Tout d'abord, étant donné que le coefficient  $k_0$  peut varier dans le plan complexe, la grandeur calculée pourra varier dans le plan complexe. C'est pourquoi il peut arriver que l'on obtienne des parties réelles et/ou imaginaires négatives. Par ailleurs, on observe une grande amélioration par rapport aux méthodes précédentes. Les succès de discrimination s'élèvent à 86,7 % pour les zones 1 et 2 et 92,3 % pour les zones 1, 2 et 3 avec la protection PS. La protection MR a un succès de discrimination de 88,6 % pour la zone 1 et de 96,1 % pour les zones 1 et 2. Dans ce cas, le coefficient trouvé donne des valeurs calculées négatives. D'un point de vue physique, les « impédances » calculées négatives n'ont pas de cohérence, mais mathématiquement, il est possible d'utiliser des valeurs, des seuils et des variations avec des monotonies inversées. Suivant le coefficient retenu à l'issue de l'optimisation, les parties imaginaires des impédances calculées peuvent être négatives (et donc les seuils de discrimination aussi).

#### **Analyse des résultats obtenus pour la mise à la terre $40 \Omega$**

Nous présentons maintenant les résultats obtenus pour la mise à la terre de  $40 \Omega$  (voir dans l'Annexe 14 la Figure A-55.a, pour les valeurs de la protection PS et la Figure A-55.b pour les valeurs de la protection MR).

Les défauts seront discriminés avec un succès de 86,6 %, respectivement de 92,2 % avec la protection PS et de 90,6 % pour la zone 1, respectivement de 97 % avec la protection MR. Il y a toujours une tendance à discriminer avec moins de succès pour une mise à la terre de  $40 \Omega$  que pour une mise à la terre de  $12+12j \Omega$ .

#### **Analyse des résultats obtenus pour le neutre parfaitement accordé (mise à la terre $577||50j \Omega$ )**

Enfin, nous présentons les résultats pour la mise à la terre par neutre compensé. Les résultats sont montrés pour chaque valeur de mise à la terre.

Comme pour les autres méthodes, nous commençons avec le cas de mise à la terre du neutre parfaitement accordée, comme il est montré dans la Figure III-23.



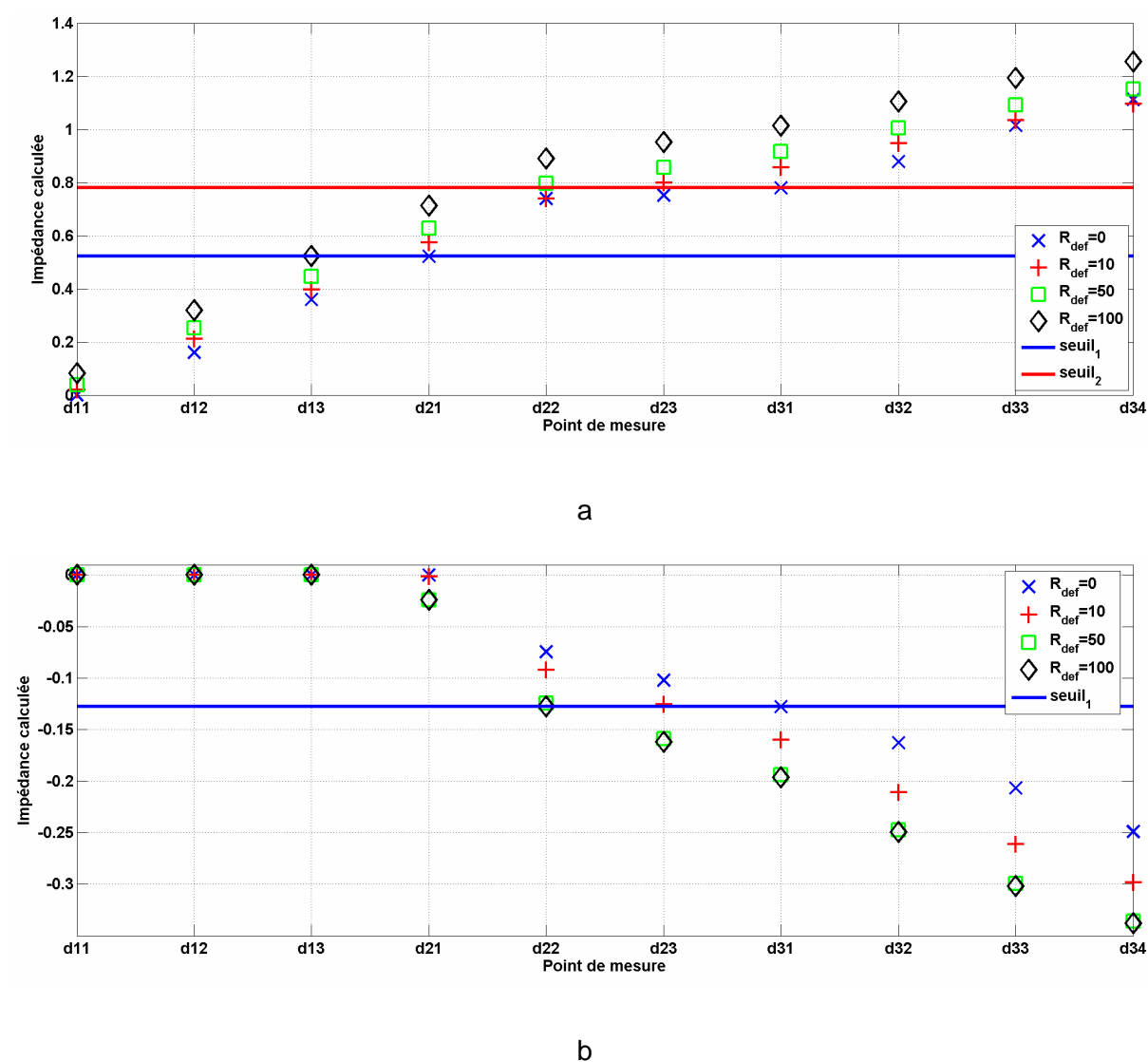
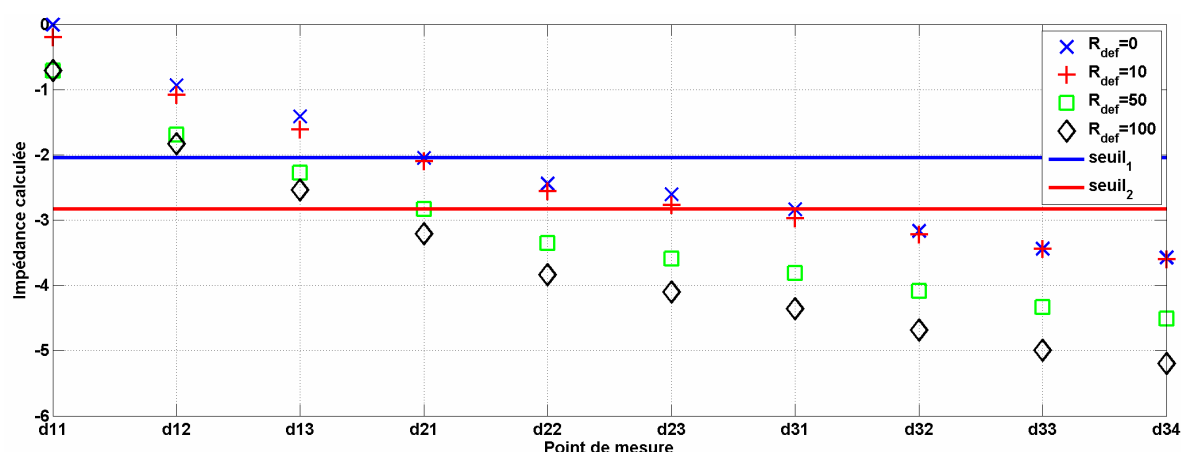


Figure III-23 Les valeurs obtenues par la méthode 3, avec une mise à la terre de  $577 \parallel 50j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

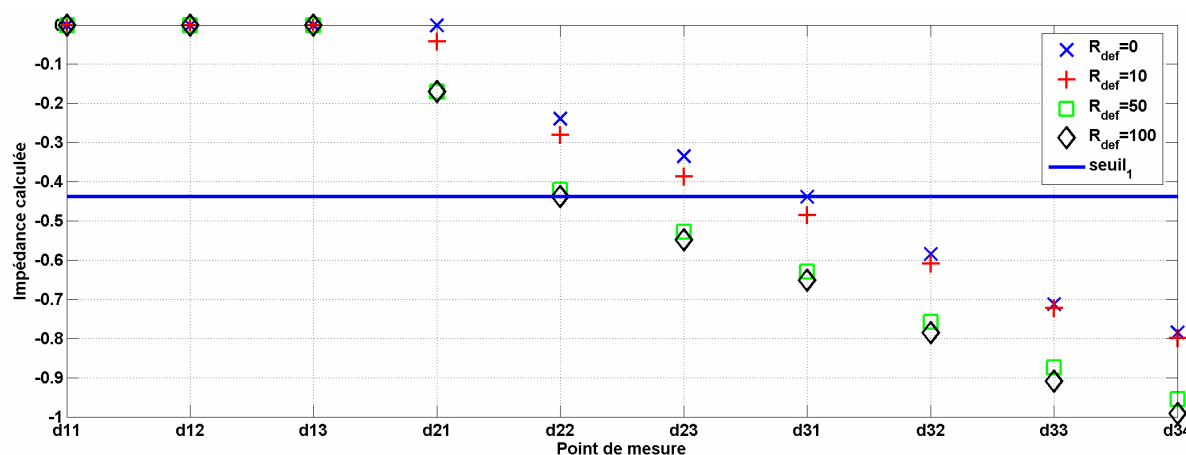
Les zones en défaut avec neutre compensé sont mieux discriminées avec cette méthode qu'avec les précédentes. Le succès est de 66,4 % pour les zones 1 et 2 et de 78,8 % pour les zones 1, 2 et 3 avec la protection PS et de 58,3 % pour la zone 1 et de 81 % pour les zones 1 et 2 avec la protection MR. Ces résultats montrent que cette méthode est plus appropriée que les autres pour le neutre compensé (dans le cas parfaitement accordé).

#### Analyse des résultats obtenus pour le neutre sur compensé (mise à la terre $577 \parallel 45j \Omega$ )

Les résultats, présentés dans la Figure III-24, confirment les constatations annoncées pour le cas sur compensé de  $577 \parallel 45j$ .



a



b

Figure III-24 Les valeurs obtenues par la méthode 3, avec une mise à la terre de  $577 \parallel 45j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

On observe une diminution du succès pour cette mise à la terre par rapport au cas parfaitement accordé au niveau de la protection PS. Les valeurs arrivent à une performance de 58,6 % pour les deux premières zones et vers 73,6 % pour les trois zones. Par contre, la protection MR est capable de discriminer plus correctement que pour le cas accordé : avec un succès de 65,2 % pour la zone 1 et de 84,4 % pour les zones 1 et 2.

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre sous compensé (mise à la terre $577 \parallel 56j \Omega$ )

Mais la méthode n'est pas assez exacte dans tous les cas. La Figure III-25 montre les performances atteintes par la méthode proposée dans le cas de la mise à la terre sous compensé. Contrairement aux autres méthodes (1 et 2), cette méthode fonctionne avec la mise à la terre sous compensé même si le pourcentage de discrimination correcte est faible.

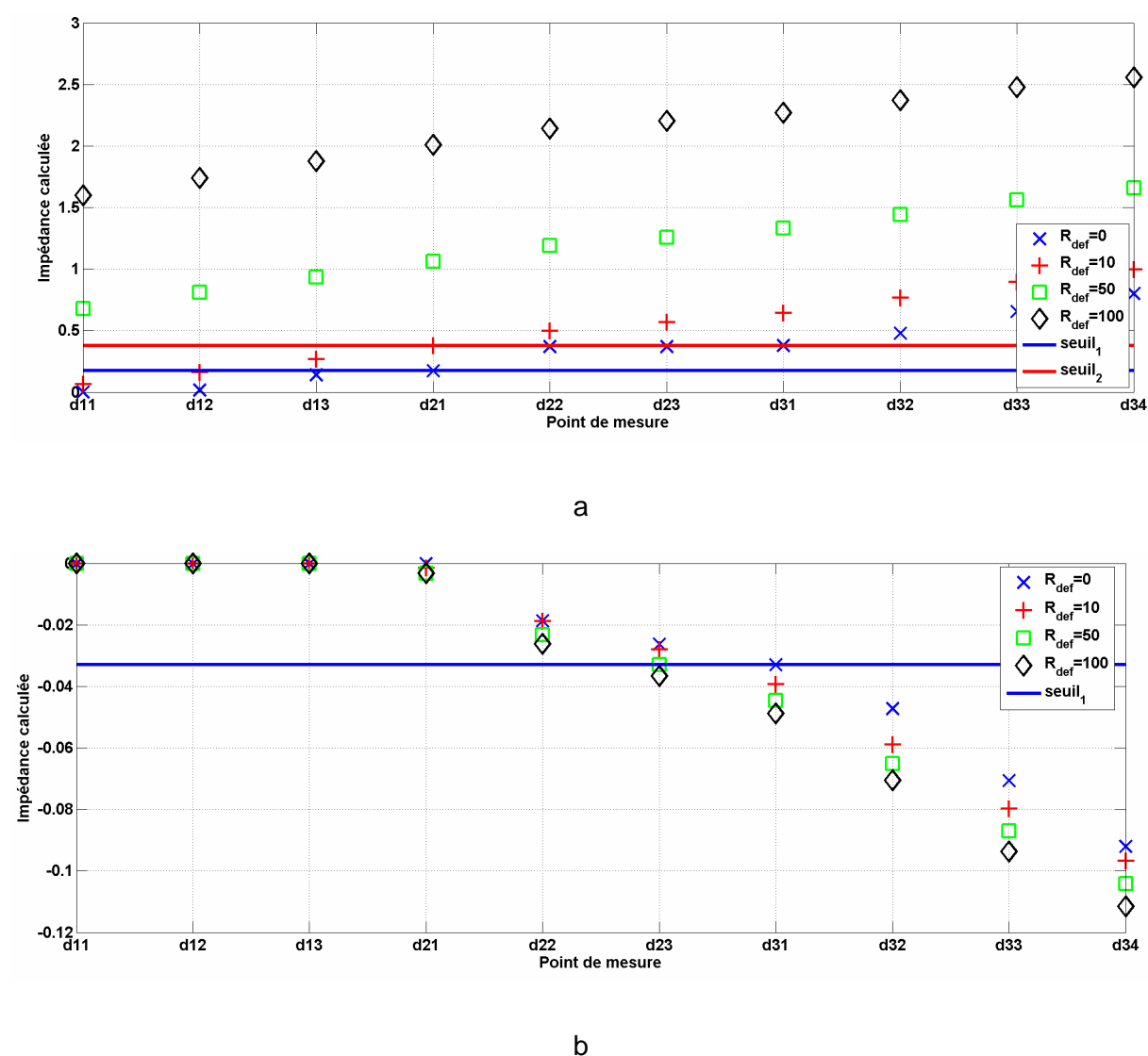


Figure III-25 Les valeurs obtenues par la méthode 3, avec une mise à la terre de  $577 \parallel 56j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

Pour la protection PS, la méthode s'est avérée incapable de garantir une bonne discrimination pour cette mise à la terre. La protection en tête de départ a réussi dans seulement 14,8 % des cas pour les zones 1 et 2 et 44,4 % pour l'ensemble des zones. C'est le plus faible succès pour les neutres compensés et pour la méthode 3. Mais, par contre, la protection MR a trouvé correctement les positions pour la plupart des défauts : 75,3 % pour la zone 1 et 89,3 % pour les zones 1 et 2. C'est le seul cas qui a des valeurs de succès assez différentes entre celles obtenues par la protection PS et celles de la protection MR.

### Synthèse sur les résultats obtenus avec la méthode 3

La Figure III-26 présente les valeurs de succès de discrimination correcte obtenues pour différentes impédances de mise à la terre en utilisant la méthode 3.

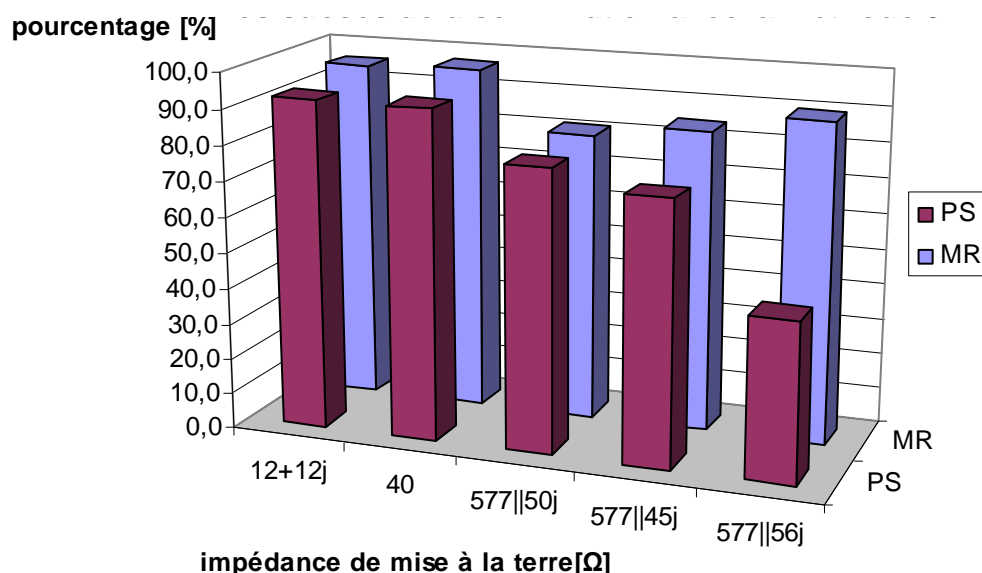


Figure III-26 Les valeurs de succès de discrimination en utilisant la méthode 3

En conclusion, parmi les trois méthodes, la troisième, «  $k_0$  optimisé » est la seule méthode utilisable pour la mise à la terre compensée. L'inconvénient est cependant montré pour le dernier cas de mise à la terre étudié, le sou compensé pour lequel la discrimination est correcte seulement dans 45 % des défauts. On rappelle que le calcul de réglage a été fait pour chaque impédance de mise à la terre. Donc chaque cas a ses propres seuils et coefficients  $k_0$  optimisés selon la mise à la terre du départ étudié. Ceci signifie qu'un réglage fait pour une valeur donnée de l'accord ne sera pas valable pour une autre valeur de l'accord.

### 3.2.4 Conclusion partielle sur les trois méthodes avec des seuils constants

Les trois méthodes que nous avons décrites utilisent des seuils reposant sur la partie imaginaire de l'impédance calculée. Ces seuils ont par ailleurs été fixés pour des défauts francs. Le tableau suivant résume les performances des plans de protection suivant les méthodes présentées dans la partie précédente.

Tableau III-1 Les pourcentages de discriminations correctes

méthode protection	1				2				3			
	PS		MR		PS		MR		PS		MR	
zones	1et2	1,2et 3	1	1et2	1et2	1,2et 3	1	1et2	1et2	1,2et 3	1	1et2
12+12j	71,2	82,0	86,5	94,9	80,2	88,0	88,6	96,1	86,7	92,3	88,6	96,1
40	50,4	68,1	86,6	95,0	55,8	71,7	88,7	96,2	86,6	92,2	90,6	97,0
577  50j	17,6	46,3	28,1	65,8	19,7	47,6	33,3	68,4	66,4	78,8	58,3	81,0
577  45j	30,5	54,9	36,6	70,1	33,4	56,8	37,6	70,5	58,6	73,6	65,2	84,4
577  56j	11,0	41,8	-	-	14,5	44,2	-	-	14,8	44,4	75,3	89,3

Dans la Figure III-27, nous avons choisi de montrer la comparaison pour les défauts discriminés sur un réseau avec l'impédance de mise à la terre de  $12+12j \Omega$  pour les trois méthodes mises en œuvre.

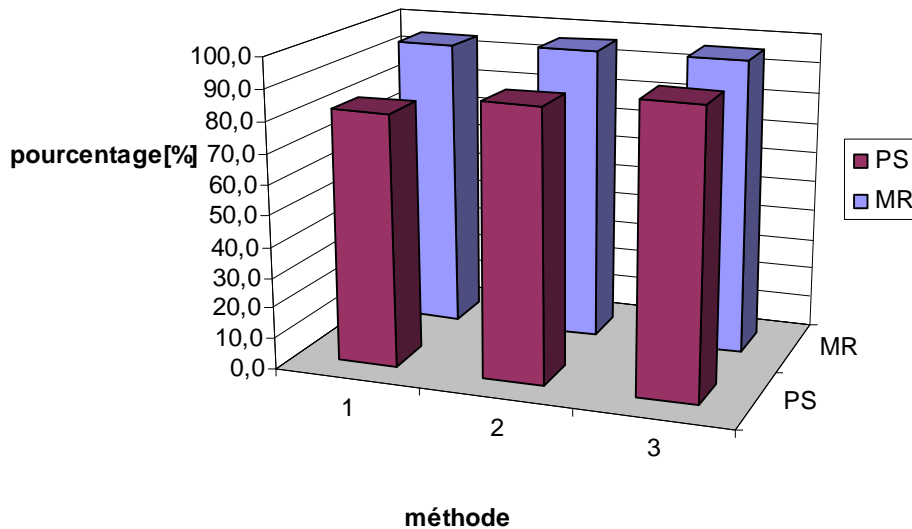


Figure III-27 Les valeurs de succès de discrimination pour la mise à la terre de  $12+12j$  en utilisant les trois premières méthodes

On remarque que la méthode 3 assure un pourcentage plus élevé de discrimination correcte que les deux premières méthodes, pour la mise à la terre de  $12+12j \Omega$ . Le gain le plus significatif est observé sur les pourcentages de discrimination correcte de la protection PS car elle a plus de zones à secourir et la discrimination est alors plus difficile à assurer. Ce cas de  $12+12j \Omega$  est le mieux discriminé par les trois méthodes. Les autres cas de mise à la terre montrent des différences plus grandes entre les discriminations correctes faites avec les trois méthodes.

Dans l'Annexe 18, nous présentons les comparaisons entre les méthodes faites pour tous les cas d'impédance de mise à la terre. La méthode est appliquée sur un réseau avec une impédance de mise à la terre de  $40 \Omega$ . Elle conduit à des résultats similaires à ceux présentés dans la figure précédente. Les réseaux avec le neutre compensé sont protégés avec une performance plus élevée en utilisant la méthode 3, (Tableau III-1). Par rapport aux méthodes 1 et 2, la troisième méthode discrimine plus les défauts dans leurs zones et donc avec la temporisation optimale.

Nous allons maintenant illustrer un problème inhérent au mode de réglage de protections que nous avons choisi. Nous présentons ensuite les résultats obtenus avec la méthode 4 (méthode proposée sur la base de la méthode 3 pour résoudre ce problème et augmenter ainsi les performances du plan de protection proposé).

### 3.2.5 Possibilité d'avoir des doubles déclenchements pour un défaut

L'hétérogénéité du réseau de distribution pose toujours des problèmes pour les réglages des protections. Le problème de déclenchement double peut apparaître quand un défaut se trouve après au moins deux protections mais avant la dernière (Figure III-28). Pour avoir cette situation, il faut qu'au moins deux protections détectent le défaut dans leur deuxième zone. Un défaut ne peut pas causer de déclenchement double s'il se trouve après la dernière protection car la dernière protection n'a qu'une seule zone de temporisation. Par la conception des seuils et le choix des coefficients  $k_0$  (méthode 3), il n'y a aucune possibilité qu'un défaut soit discriminé dans une zone plus proche que la zone réelle ; un défaut peut seulement être perçu dans une zone plus éloignée. En fait, la mauvaise interprétation de la zone de défaut conduisant au déclenchement double provient d'une valeur calculée pour ce défaut qui est à la limite des seuils pour deux protections consécutives. Dans le cas étudié, seuls les défauts entre  $P_2$  (MR) et  $P_3$  (FR), c'est-à-dire entre les positions de défaut d21 et d31 (voir la Figure III-28), peuvent produire un déclenchement double pour les deux premières protections. Cette position du défaut correspond à la deuxième zone de protection de la protection  $P_1$  et à la première zone de protection de la protection  $P_2$ . Dans le réseau que nous analysons, pour chaque lieu de défaut (de d11 à d34 soit 100 lieux étudiés), il y a 100 défauts pour chaque résistance du défaut (dans  $[0 : 100] \Omega$ ). Entre les protections MR et FR, il y a, donc, 30 lieux de défauts (4 lieux sont simulés avec ATP : 21, 22, 23 et 31, les autres valeurs sont interpolées). Nous avons noté les valeurs des défauts interpolées en utilisant des nombres fractionnaires (subdivisions des nombres correspondant aux valeurs simulées).

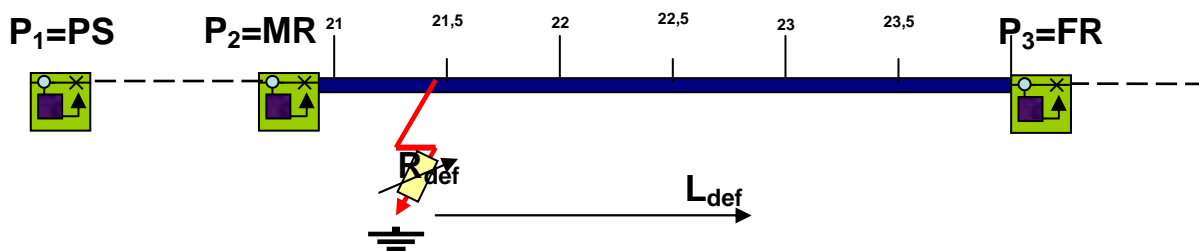
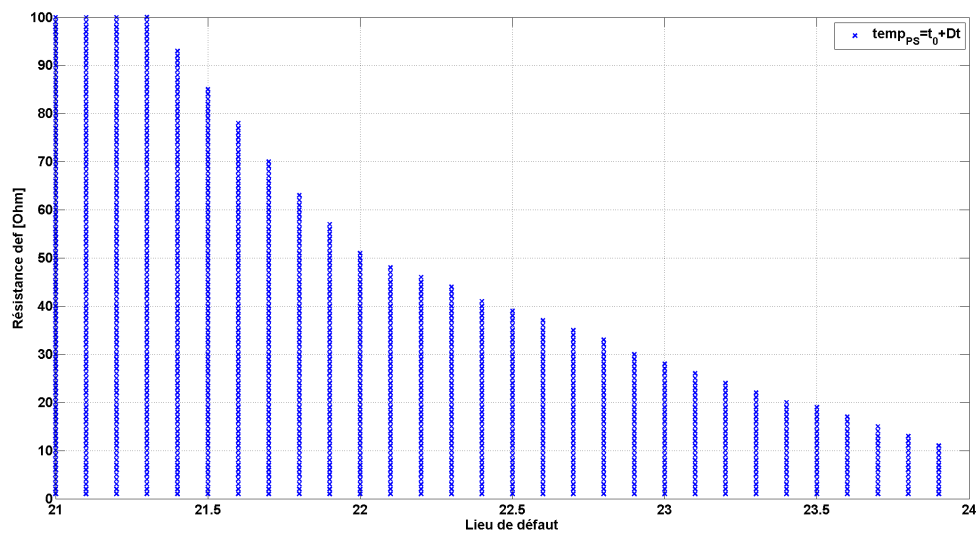


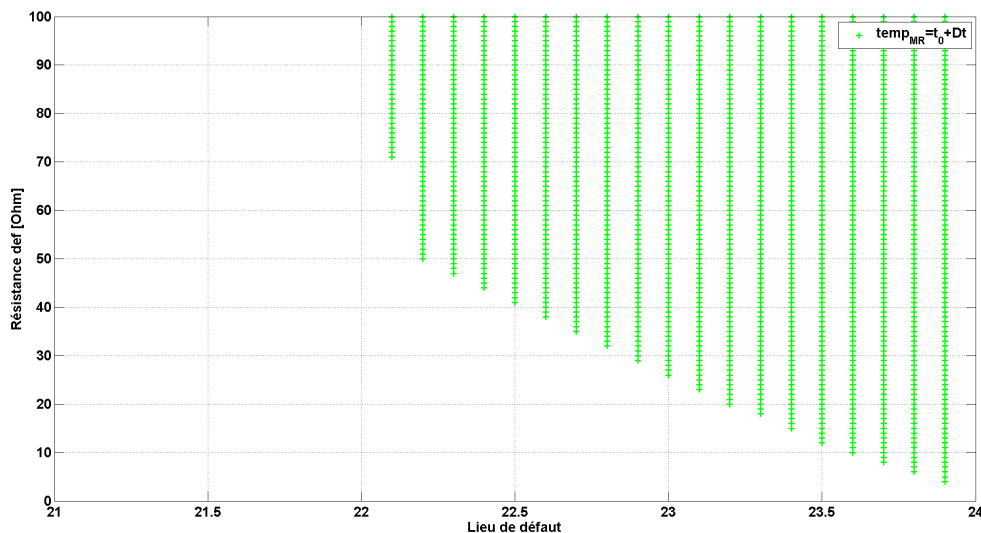
Figure III-28 Les lieux de défauts qui peuvent poser des problèmes de déclenchement double

Pour déclencher en même temps, les deux protections doivent discriminer ce défaut dans des zones conduisant au déclenchement avec la même temporisation. Pour ce faire, le défaut sera discriminé dans leur deuxième zone par les deux protections. Pour illustrer ce problème, nous avons choisi la méthode et la mise à la terre qui produisent le plus de situations de doubles déclenchements c'est-à-dire la méthode 3 pour une mise à la terre  $Z_{\text{malt}} = 577 || 45j \Omega$ . La protection  $P_1$  va voir un tel défaut dans sa deuxième zone

(correctement), voir les points bleus dans la Figure III-29,a. Dans cette figure, les points bleus représentent le lieu du défaut (en abscisse) et sa résistance (en ordonnée) qui ont été discriminés par la protection  $P_1$  dans sa deuxième zone. La protection  $P_2$  peut voir le défaut dans sa deuxième zone (c'est-à-dire plus loin qu'en réalité). Ces cas sont représentés par les points verts dans la Figure III-29,b. Dans cette figure, nous présentons les défauts (lieu d'occurrence en abscisse et résistance en ordonnée) qui ont été discriminés par la protection  $P_2$  dans sa deuxième zone. Les figures suivantes montrent les défauts entre d21 et d31 avec une résistance de défaut entre 0 et 100  $\Omega$ . Les résultats ont été calculés sur les valeurs interpolées en utilisant les valeurs simulées (pour les lieux de défaut : 21, 22, 23 et 31 et pour les résistances de défaut 0, 10, 50 et 100 Ohm).



a



b

Figure III-29 Exemple des défauts entre d21 et d31 discriminés dans leur deuxième zone par : a -  $P_1$  ; b -  $P_2$

Dans la Figure III-30, nous présentons le cas le plus problématique. Les cercles rouges correspondent aux défauts qui ont été éliminés en  $t_0 + \Delta t$  par  $P_1$  et  $P_2$  (déclenchement double). Cette figure correspond à la superposition des deux figures précédentes et montre pour quels défauts (lieu et résistance) les protections déclenchent en même temps et en coupant plus de consommateurs/GED que nécessaire.

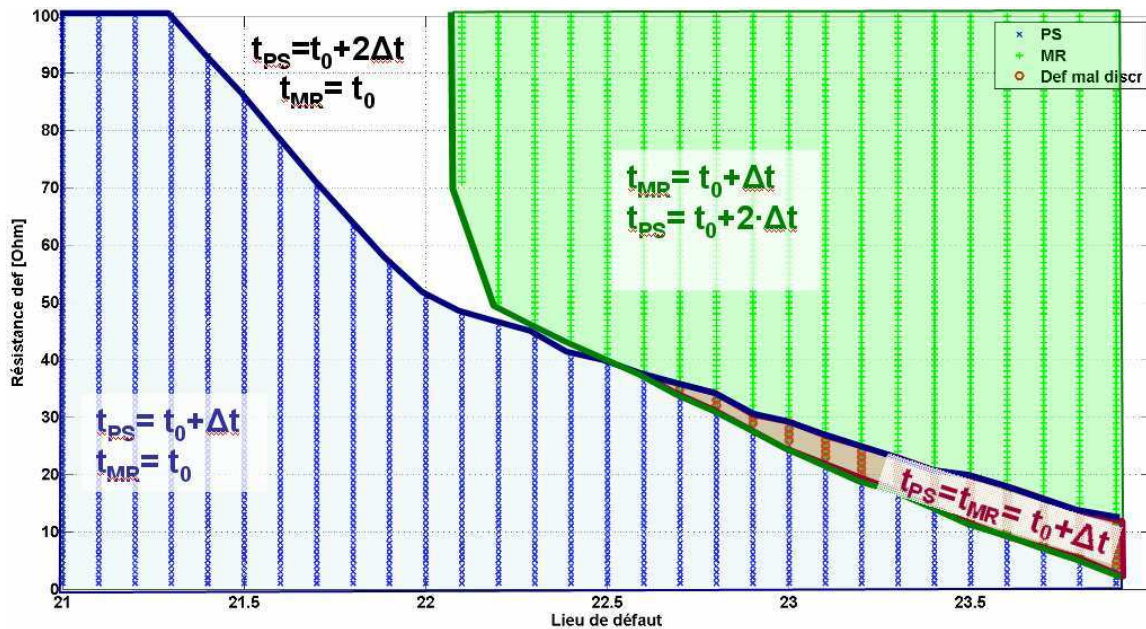


Figure III-30 Exemple de doubles déclenchements, méthode 3,  $Z_{\text{malt}} = 577 \parallel 45j$

Les cas qui comportent des doubles déclenchements sont présentés dans le Tableau III-2. Il faut tenir compte du fait que l'on considère uniquement un tiers du réseau (d21-d31) qui peut potentiellement conduire à des doubles déclenchements. Des résultats obtenus, on peut conclure que seulement dans le cas avec la mise à la terre de  $577 \parallel 45j$ , il existe quelques défauts (55 positions de défaut et de résistances de défaut) pour lesquels un déclenchement double se produira. Le cas avec la mise à la terre de type neutre compensé accordé et celui avec  $12 + 12j$  comportent peu de cas (respectivement 6 et 2). Les autres cas ne présentent aucune situation de déclenchement double. Dans l'Annexe 19, tous les résultats sont présentés.



Tableau III-2 Les défauts éliminés par P1 et P2 en même temps

Pour le $Z_{\text{malt}}=577  j45$				Pour le $Z_{\text{malt}}=577  j50$				Pour le $Z_{\text{malt}}=12+j12$			
Lieu de défaut	Rdef[Ω]			Lieu de défaut	Rdef[Ω]			Lieu de défaut	Rdef[Ω]		
22,7	35			23	14			23,9	9	→	10
22,8	32	→	33	23,1	11	→	12				
22,9	29	→	30	23,2	10	→	11				
23	26	→	28	23,3	8						
23,1	23	→	26								
23,2	20	→	24								
23,3	18	→	22								
23,4	15	→	20								
23,5	12	→	19								
23,6	10	→	17								
23,7	8	→	15								
23,8	6	→	13								
23,9	4	→	11								

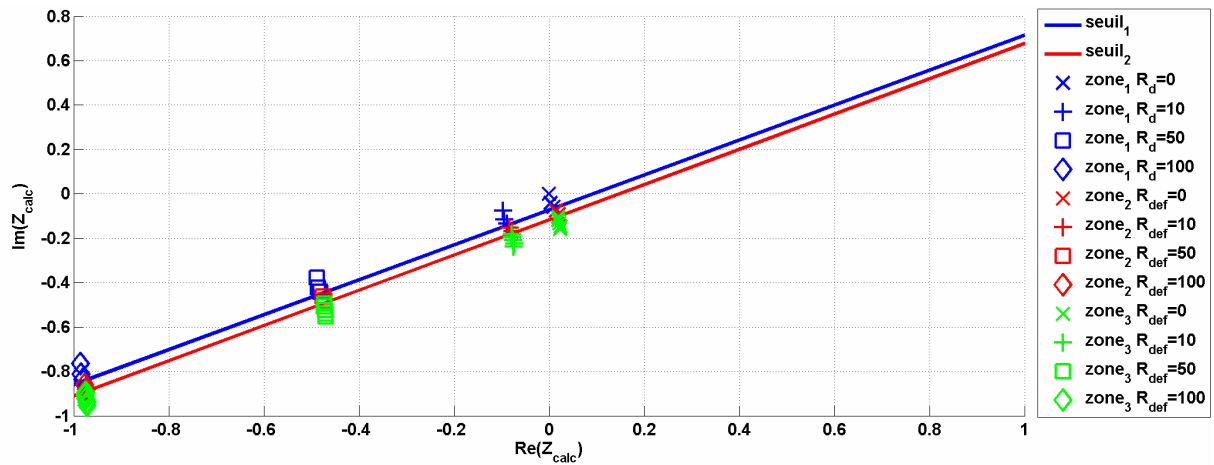
La cause d'une interprétation différente par ces deux protections pour un défaut donné vient du fait que les coefficients  $k_0$  sont optimisés pour chaque protection et sont donc différents. Il est normal d'avoir des coefficients différents car les tronçons protégés par les deux protections ont des caractéristiques différentes. Chaque coefficient  $k_0$  impose une limite de discrimination des zones de défaut (liée à la valeur calculée au-dessus laquelle la protection discrimine le défaut dans la zone suivante). Par conséquent, le déclenchement double se produira si cette limite imposée par le  $k_0$ , optimisé pour la première protection, (représentée en bleu dans la Figure III-30) représente des défauts plus lointains ou plus résistifs que ceux discriminés avec le coefficient  $k_0$  optimisé pour la deuxième protection (représentée en vert dans la même figure). Par conséquent, le problème est lié au choix des frontières des zones. Pour réduire les situations comme celles-ci, nous avons diminué les limites des zones définies par les seuils (méthode 4) et nous avons donc éliminé les doubles déclenchements. Le temps de calcul de cette méthode est légèrement plus grand que par rapport à celui nécessaire pour les méthodes 1 et 2. Il faut mentionner que le temps de simulation varie en fonction de la taille du domaine étudié et du pas de parcours de ce domaine et du nombre maximum d'itérations admis. Pour un régime de neutre et une configuration de réseau donnée, le choix du coefficient et des seuils a besoin d'un temps de simulation d'une minute.

### 3.3 Les résultats obtenus avec la méthode 4

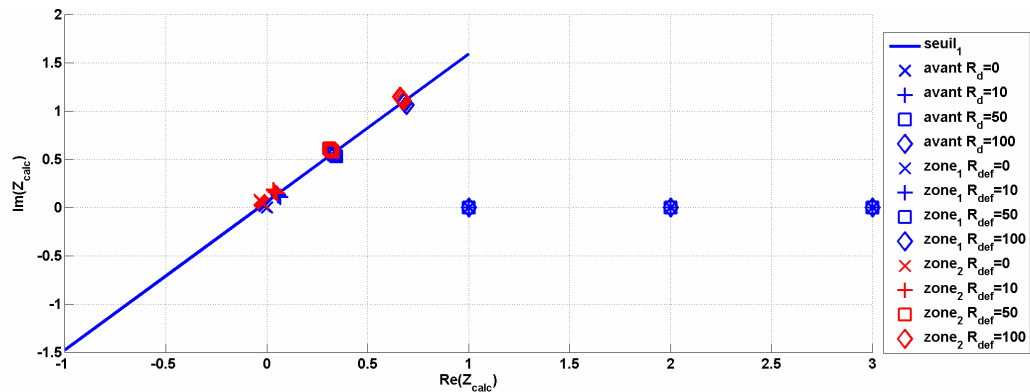
Dans ce paragraphe, nous montrons les résultats obtenus avec les seuils en deux dimensions en utilisant la méthode 4 et les nouvelles délimitations de zones des protections. Comme dans les paragraphes précédents, nous montrons ces résultats suivant les différentes impédances de mise à la terre. Les valeurs des coefficients et les pourcentages de discrimination correcte sont présentés dans l'Annexe 17.

### Analyse des résultats obtenus pour la mise à la terre $12+12j \Omega$

Le premier cas présenté est pour une mise à la terre impédante de  $12+12j \Omega$ , Figure III-31.



a



b

Figure III-31 Les valeurs obtenues pour la méthode 4, avec une mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

Les figures montrent que les impédances calculées avec les coefficients trouvés ne sont pas compatibles avec des seuils fixes (c'est-à-dire horizontaux). On a donc gagné sur la plage de recherche des coefficients. Même si il y a des coefficients pour lesquels les valeurs calculées sont positionnées de manière très dispersée dans le plan complexe, on observe que les coefficients trouvés donnent des valeurs calculées plus « alignées ». De ce fait, la probabilité de discrimination correcte est parfaite (100 % pour les deux protections).

### Analyse des résultats obtenus pour la mise à la terre 40 $\Omega$

Nous présentons ensuite les résultats obtenus pour la mise à la terre de 40  $\Omega$  (voir la Figure III-32.a, pour les valeurs de la protection PS et la Figure III-32.b pour les valeurs de la protection MR).

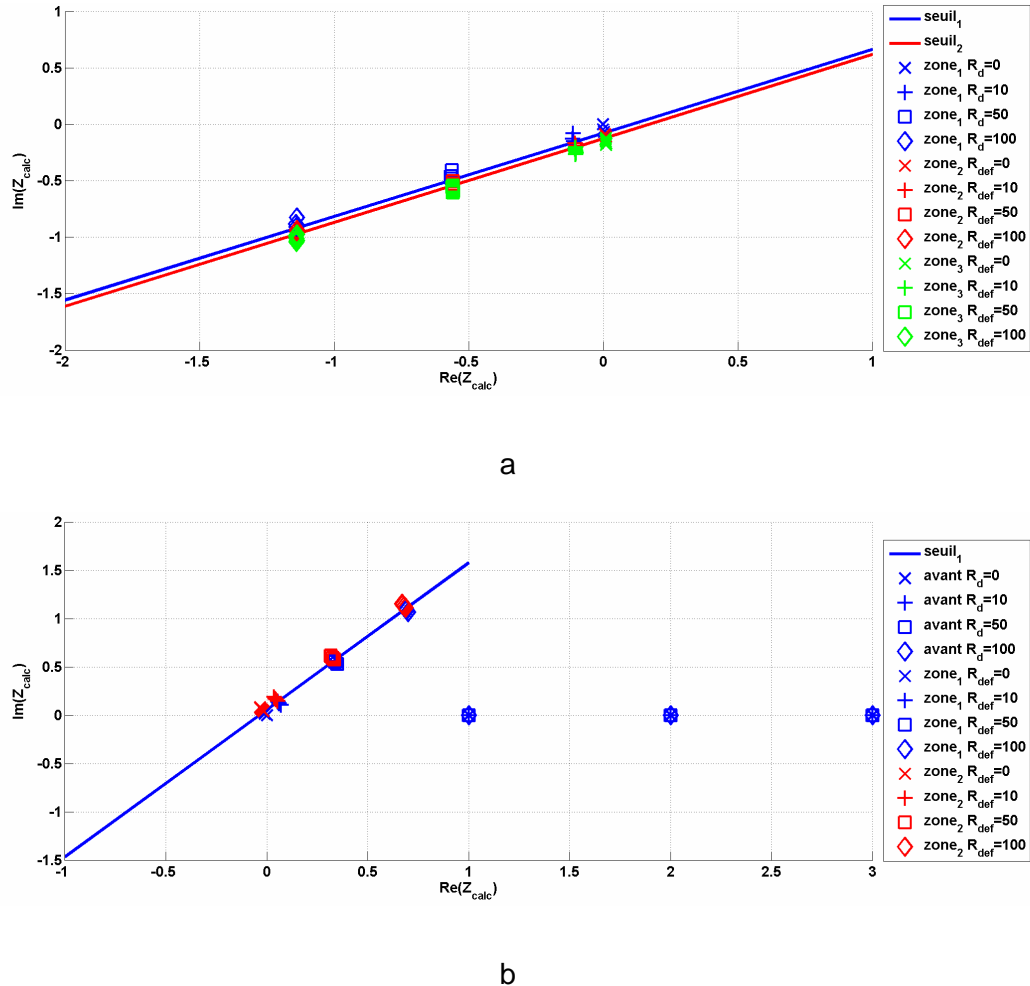


Figure III-32 Les valeurs obtenues pour la méthode 4, avec une mise à la terre de 40  $\Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

Les coefficients  $k_0$  trouvés sont proches pour ces deux cas. Ce cas ayant une mise à la terre impédante (comme le cas précédent), les valeurs calculées sont positionnées de la même manière que le cas précédent. C'est-à-dire que pour les deux cas de mise à la terre, les valeurs calculées avec la protection PS se trouvent dans le premier quadrant du plan complexe et celles calculées avec le protection MR se trouvent dans le quadrant 3. Les signes des pentes de droites et les directions des variations (en fonction du lieu du défaut et de la résistance du défaut) se correspondent aussi entre les deux cas de mise à la terre considérés. Les pourcentages de discrimination correcte restent toujours à 100% pour les deux protections.

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre parfaitement accordé (mise à la terre $577||50j\ \Omega$ )

Nous présentons les résultats pour la mise à la terre par neutre compensé. Les résultats sont montrés pour chaque valeur de mise à la terre. Chaque mise à la terre a ses propres réglages. La Figure III-33 montre les résultats obtenus pour l'impédance de mise à la terre de  $577||50$  (neutre compensé accordé) avec cette méthode 4 en utilisant les seuils en deux dimensions.

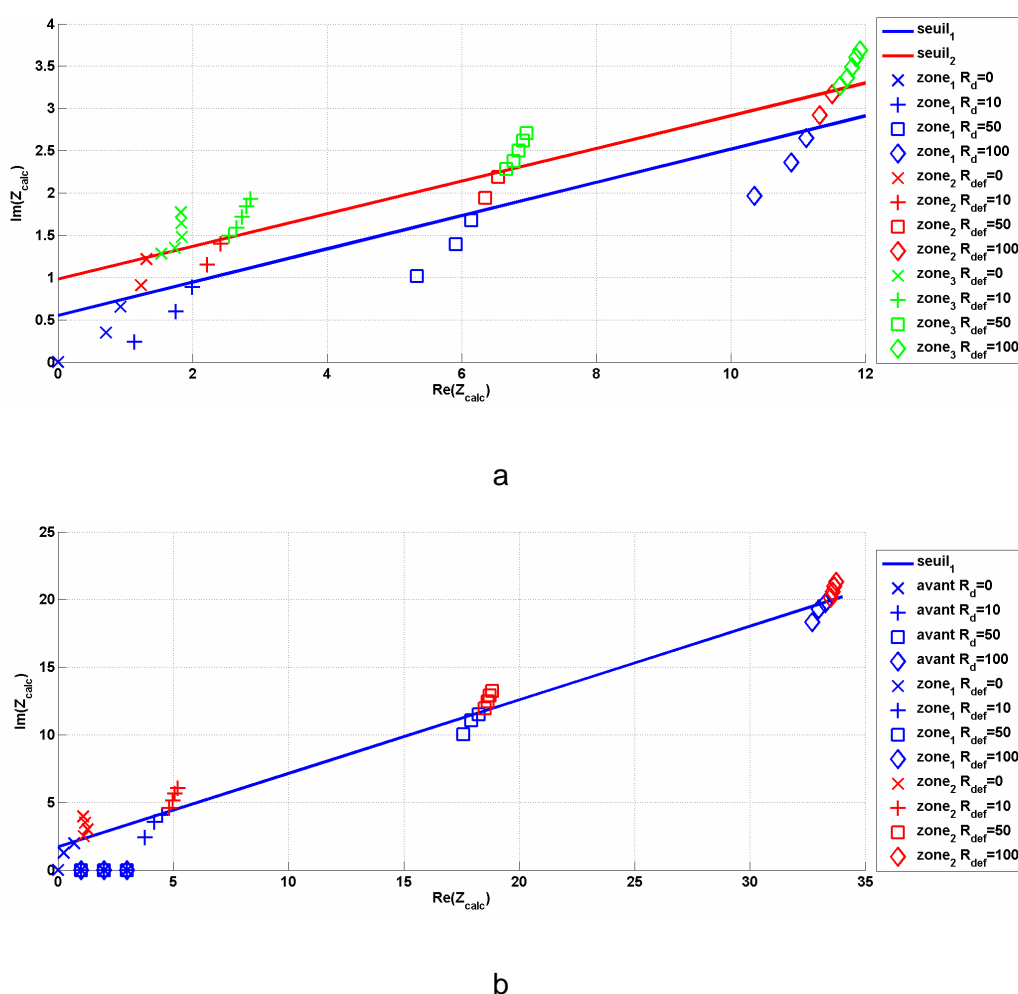


Figure III-33 Les valeurs obtenues pour la méthode 4, avec une mise à la terre de  $577||50j\ \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

On peut voir des évolutions des valeurs autres que dans les cas précédents. Les coefficients des droites de seuil sont très différents de ceux des cas précédents. La protection PS n'a pas réussi à discriminer parfaitement tous les défauts, mais elle affiche un pourcentage de 99.8 % de discrimination correcte. La protection MR reste à 100% de succès de discrimination correcte.

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre sur compensé (mise à la terre $577||45j \Omega$ )

Ensuite, nous présentons dans la Figure III-34 les résultats obtenus pour le neutre sur compensé de  $577||45j \Omega$ .

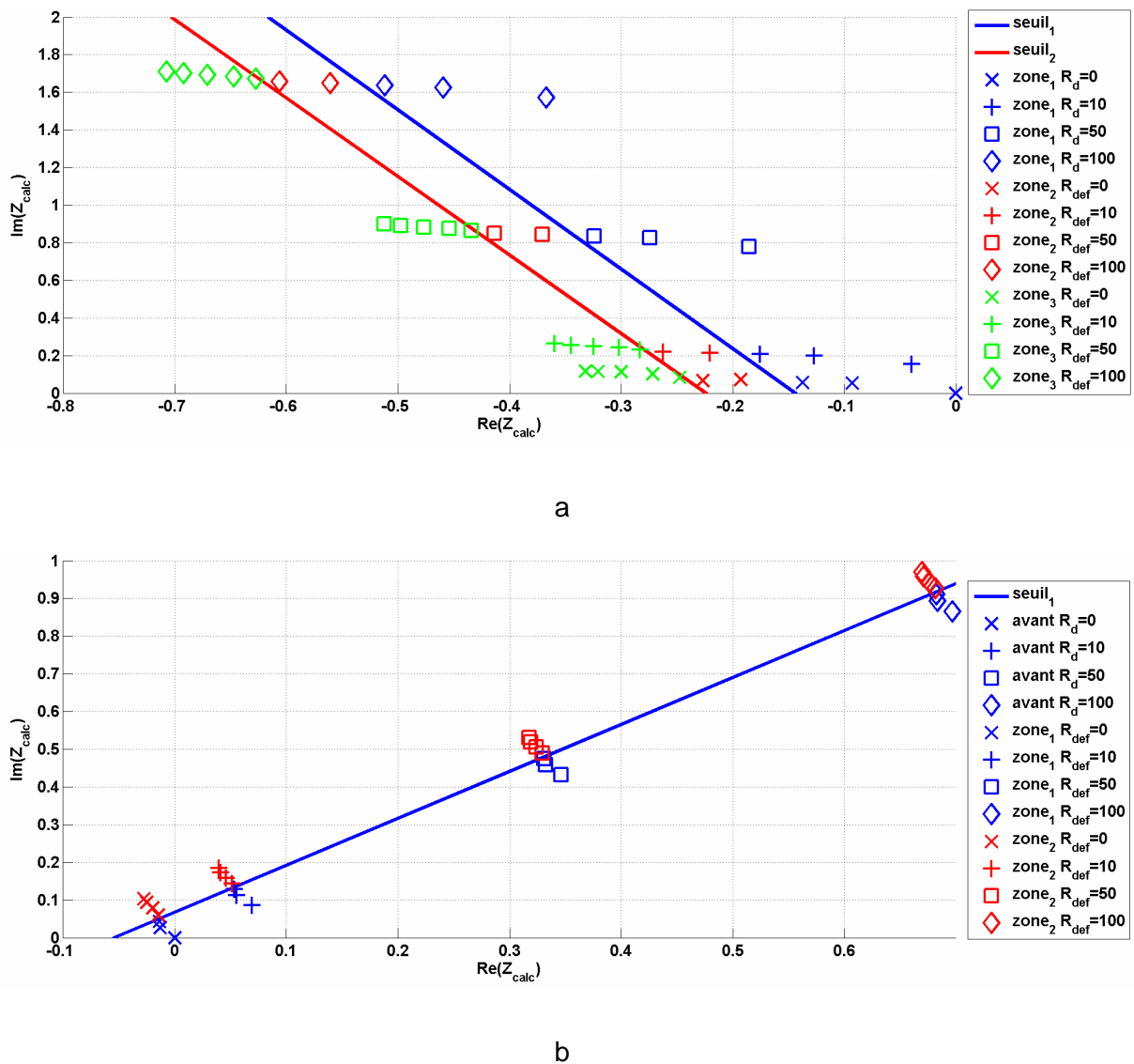


Figure III-34 Les valeurs obtenues pour la méthode 4, avec une mise à la terre de  $577||45j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

La protection PS discrimine correctement 99.11 % des défauts. Ce pourcentage est le plus faible parmi tous ceux obtenus en utilisant la méthode 4. La protection MR discrimine correctement toujours 100% des défauts.

### Analyse des résultats obtenus pour le neutre sous compensé (mise à la terre $577||56j \Omega$ )

Les résultats pour l'impédance de mise à la terre, de  $577||56j \Omega$  (neutre sous compensé) sont présentés dans la Figure III-35. On observe des valeurs moins dispersées pour ce cas. Ceci peut potentiellement engendrer des problèmes de mauvais fonctionnement du plan de protection en cas d'insertion de GED ou d'erreurs de mesure.

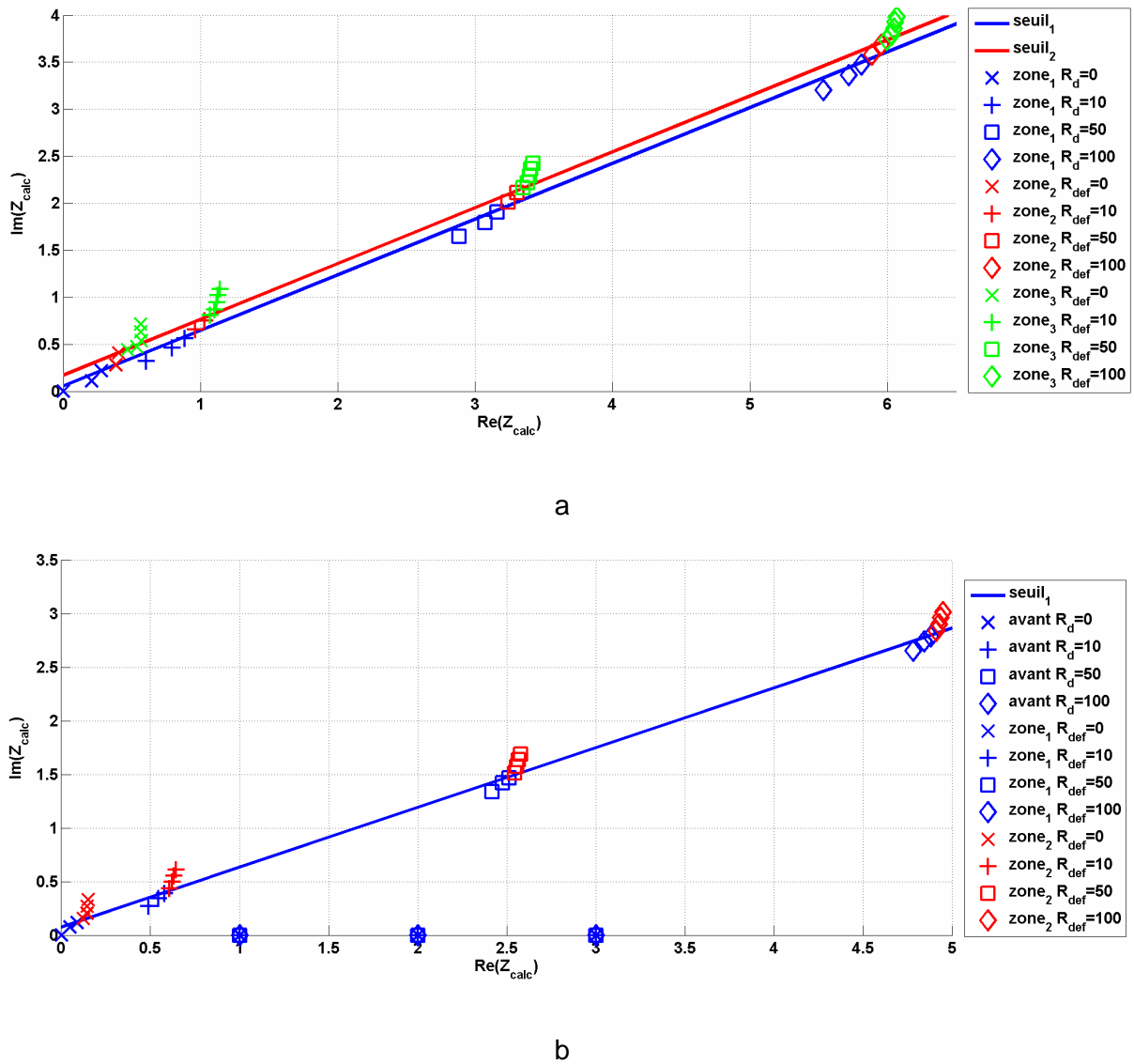


Figure III-35 Les valeurs obtenues pour la méthode 4, avec une mise à la terre de  $577||56j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

Tous les défauts qui se produisent sur un réseau avec le neutre sous compensé seront correctement discriminés en utilisant cette méthode 4. Pour cette mise à la terre, la méthode 4 apporte une précision de discrimination plus importante par rapport à la méthode 3. La méthode 3 discrimine 44,4% par la protection PS et 89,35% par MR, tandis que la méthode 4 discrimine correctement 100% par les deux protections.

#### Synthèse sur les résultats obtenus avec la méthode 4

En conclusion, tous les cas d'impédance de mise à la terre ont été correctement discriminés avec un succès proche de 100 %. La méthode ne pose plus de problèmes de recherche du coefficient  $k_0$  car, par rapport à la méthode 3, le domaine de recherche est plus vaste et les seuils sous forme de droite sont plus robustes aux variations de la résistance de défaut. Le temps de simulation est un inconvénient car la méthode est plus complexe avec les

dernières modifications apportées. Avec cette méthode de seuils dans le plan complexe, des résultats améliorés ont été obtenus. De plus, seuls les cas de neutre parfaitement accordé et sur compensé ont besoin de plusieurs itérations pour trouver le coefficient et les seuils pour la protection PS. L'algorithme a fourni un coefficient et des seuils qui assurent 100 % de discrimination correcte dès la première itération pour les autres cas de mise à la terre, pour la protection PS et tous les cas pour la protection MR. On rappelle qu'avec la méthode 3, l'algorithme, même après 5 itérations de « gridding » successif (le maximum que nous avons imposé), n'a pas obtenu de telles performances. Les réductions de la taille du domaine et du nombre d'itérations ont diminué considérablement le temps de simulations de quelques centaines d'heures à quelques heures (9h). On rappelle que la méthode 4, comme la méthode 3, est utilisée pour trouver le coefficient et ces seuils une seule fois par configuration du départ. La protection nécessite moins de temps de calcul que la méthode 2. En effet la protection calcule l'impédance avec le coefficient et le compare avec ces seuils afin de temporiser le déclenchement.

## **4 Conclusions et perspectives**

Nous avons proposé quelques logiques de protection qui reposent sur deux étapes, la détection d'un défaut dans le départ et la discrimination de la zone en défaut. Dans ce chapitre, nous avons traité la partie de discrimination. Suite aux résultats précédents, nous avons amélioré la méthode initiale issue d'une protection de distance par une deuxième qui apporte un peu plus de précision de discrimination. Mais ni cette deuxième méthode ni la première ne sont capables de discriminer les zones correctement pour les réseaux avec neutre compensé. Une troisième méthode a été proposée. Elle ne calcule plus une impédance facilement comparable à celle dans le départ mais elle est capable de discriminer correctement des défauts pour des réseaux avec neutre compensé, dans un espace mathématique « abstrait ». Les résultats ont été encourageants pour tous les cas étudiés. Une dernière amélioration de la méthode 3 a été proposée dans la méthode 4 au niveau de la détermination des seuils. Les seuils sont maintenant créés en deux dimensions dans le plan complexe et sont appliqués sur des zones inspirées de la protection de transport. Ils ont apporté beaucoup de précision de discrimination. Les résultats montrent des succès de discrimination correcte d'environ 100 % pour tous les cas étudiés. Avec ces réglages, on peut régler les protections avec leurs propres seuils et coefficients  $k_0$  sans qu'il soit nécessaire d'introduire aussi les impédances et longueurs de tous les tronçons du réseau comme dans les méthodes précédentes.

En perspective, nous proposons de vérifier la robustesse de la méthode sur le neutre compensé, en déterminant les seuils et le coefficient avec la méthode présentée pour le cas accordé et quantifier les résultats obtenus avec ces seuils et ce coefficient pour les cas désaccordés. Ensuite, il faut regarder les impacts de la GED sur les mesures et ses conséquences sur les grandeurs calculées par les protections.





## CHAPITRE IV.

### VERIFICATION DE LA ROBUSTESSE ET DE LA PORTABILITE DU PLAN DE PROTECTION

## Sommaire du chapitre IV

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>137</b>
<b>2</b>	<b>Analyse de la robustesse du plan de protection .....</b>	<b>137</b>
2.1	Positionnement du GED dans le réseau .....	137
2.2	Résultats obtenus avec GED .....	139
2.2.1	Effet de la GED sur la temporisation .....	139
2.2.2	Variation de l'impédance calculée .....	142
2.2.3	Résultats obtenus pour les différentes impédances de mise à la terre .....	143
2.3	Proposition de plan de protection qui prend en compte de l'apport des GED .....	151
2.4	Conclusions partielles sur l'influence de la GED sur la précision de discrimination .....	152
<b>3</b>	<b>Vérification de la portabilité de la méthode sur un réseau urbain.....</b>	<b>153</b>
3.1	Réseau urbain d'étude.....	153
3.2	Réseau étudié sans GED - réglages.....	155
3.2.1	Résultats obtenus pour le cas sans GED.....	155
3.2.2	Conclusions sur les réglages trouvés pour le cas urbain sans GED.....	160
3.3	Réseau étudié avec GED – vérification de la robustesse .....	160
3.3.1	Résultats obtenus avec GED .....	160
3.3.2	Conclusion sur les résultats obtenus avec GED .....	164
<b>4</b>	<b>Conclusions sur la robustesse et influence de la GED sur le plan de protection.....</b>	<b>164</b>

## 1 Introduction

Dans ce chapitre, nous analysons la robustesse et la portabilité du plan de protection proposé dans le chapitre III. Nous étudierons seulement la quatrième méthode qui utilise le coefficient  $k_0$  optimisé préalablement. Nous rappelons que les seuils utilisés pour la discrimination sont des droites dans le plan complexe et qu'ils délimitent des zones dont le recouvrement est réduit (de 20%) afin d'éviter les doubles déclenchements. Premièrement, nous présentons l'analyse de la robustesse des réglages du plan de protection développé. Dans cette partie, nous regardons les effets de la présence d'une GED sur la discrimination des zones en défaut. La robustesse de la méthode est nécessaire car les réseaux du futur accueilleront de plus en plus de GED. Deuxièmement, nous analysons la portabilité de la méthode proposée sur un réseau avec des caractéristiques différentes (un réseau urbain). Cette analyse est importante afin de prouver que la logique du plan de protection devrait être généralisable à tout type de réseau HTA.

## 2 Analyse de la robustesse du plan de protection

La robustesse d'un plan de protection est définie par le maintien de son fonctionnement correct lors de variations des caractéristiques pour lesquelles il a été réglé. La variation la plus entachée d'incertitude est apportée par la présence de Génération d'Energie Distribuée (GED) car cette dernière peut se révéler très imprévisible. La puissance apportée par les GED peut être variable, surtout pour les unités à base d'énergies renouvelables installées sur des départs du réseau de distribution moyenne tension (HTA). Les cogénérations connaissent moins de variations de production. Le problème est, en effet, l'apport du courant des unités de production qui change la répartition des courants sur le départ. Dans notre cas, l'effet le plus important à prendre en compte est celui des apports de puissances de court-circuit de la source ou de la (ou des) GED sur le courant de défaut.

Dans la suite, nous expliquerons le choix de la position de la GED.

### 2.1 Positionnement du GED dans le réseau

Nous rappelons que la présence de la GED peut produire quelques situations perturbantes pour les protections. Ces situations sont présentées dans le chapitre I. On rappelle que les deux problèmes sont les aveuglements des protections (Figure IV-1) et les déclenchements intempestifs. Grâce à la directionnalité installée, les déclenchements intempestifs ne doivent pas exister.

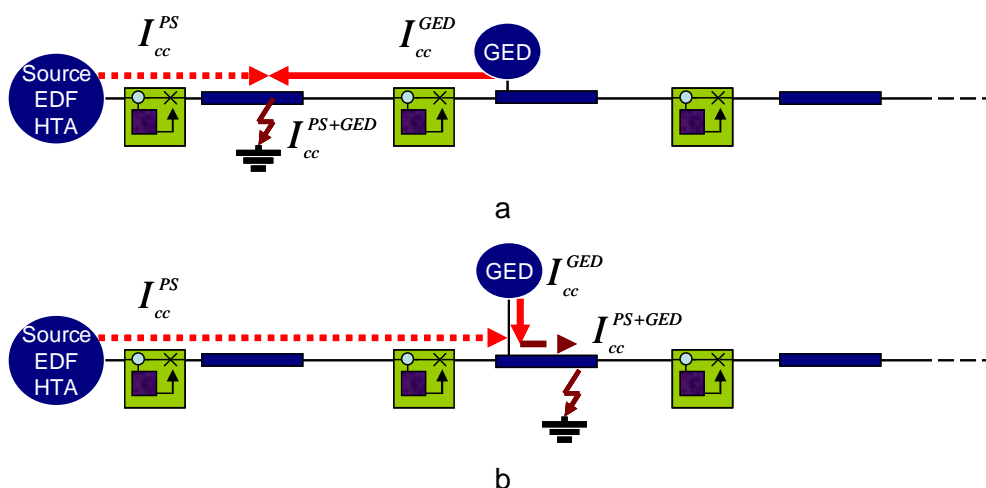


Figure IV-1 Effets possibles à cause d'un GED lors d'un défaut : a – sur un autre départ ;  
b – en amont de la GED ; c – en aval de la GED

Les GED avec une interface à base d'électronique de puissance sont limitées en apport de courant de court-circuit (par exemple entre 110 % et 120 % du courant nominal). Donc les problèmes présentés ci-dessus ne sont valables que pour les unités qui ont un raccordement direct au réseau. Dans la suite du chapitre, nous étudierons le cas des GED sans limitation de courant, car elles apportent des surplus de courants de défaut qui peuvent être préjudiciables par rapport aux réglages des protections faits en absence de GED. La présence de la GED perturbe donc le fonctionnement de la protection, du fait que leur connexion au réseau est inconnue de la protection et à cause de leur injection imprévisible en fonctionnement sain. Les réglages obtenus pour le cas sans GED doivent être capables de discriminer correctement même en présence de GED. Leur présence ne sera pas facile à détecter par les protections sans communication avec les moyens de production en temps réel. Donc la caractéristique la plus perturbante d'une GED est sa taille, traduite en apport de courant de défaut.

La position choisie pour la GED sur un départ avec trois protections déployées est entre les deux dernières protections (côté protection  $P_2$ ). La raison est que c'est là qu'elle apporte le plus de problèmes par rapport au sens et grandeur de courant lors d'un défaut (Figure IV-1 b). Cette position peut, suivant la localisation du défaut et suite à une mauvaise coordination du plan de protection, amener le réseau à subir des déclenchements intempestifs ou des aveuglements. La position en aval d'une protection permet d'avoir un courant de court-circuit qui peut être détecté par cette protection lors d'un défaut juste en amont de la protection. La petite distance entre la GED et le défaut (petite impédance de ligne et donc courant de court-circuit important) représente la situation la plus difficile pour la protection qui se trouve entre la GED et le défaut. Nous avons choisi de placer la GED en amont de la protection  $P_3$  pour vérifier aussi si les protections en aval des GED sont perturbées par leur présence. La seule

difficulté pour la protection  $P_3$  sera l'augmentation de la tension sur la fin de la ligne à cause de la GED (par rapport aux tensions de réglage des protections).

Par la suite, nous présentons les résultats obtenus pour les différents réglages des protections avec la GED.

## **2.2 Résultats obtenus avec GED**

Lors d'un défaut monophasé, la GED connectée au travers d'un transformateur (couplage en étoile sur le primaire et en triangle sur le côté HTA) n'apporte pas de composantes homopolaires mais la composante inverse est présente car il y a un déséquilibre. Lors du déséquilibre, la composante inverse est transmise au travers du transformateur. Donc il existe un courant de court-circuit combinaison de composantes directe et inverse apporté par la GED lors d'un défaut monophasé, ceci malgré le couplage choisi. Les valeurs des tensions et des courants sont alors différentes des celles utilisées pour le réglage des protections. Les réglages des protections diminuent leurs performances de discrimination en fonction de la taille de la GED. Nous avons étudié le cas d'une GED avec un apport de puissance de court-circuit de 1,5 MVA. Le choix est fait par rapport aux caractéristiques du réseau d'étude (en fonction de la puissance de court-circuit du départ, de la puissance des charges et de l'hétérogénéité des conducteurs).

### **2.2.1 Effet de la GED sur la temporisation**

Nous présentons l'effet de la présence d'une GED sur la temporisation. L'étude a été faite pour la mise à la terre de  $12+12j \Omega$ . L'apport de puissance par la GED fait augmenter la valeur de la tension et fait diminuer le courant injecté par le poste source. En théorie, pour un défaut donné (lieu et résistance de défaut fixés), un courant plus faible et une tension plus importante sont interprétées par la protection comme correspondant à un défaut plus éloigné ou plus résistif. Mais ce raisonnement est vrai seulement dans les mêmes conditions d'alimentation du défaut (c'est-à-dire par la même source, par exemple le poste source). Mais la présence de la GED fait changer les valeurs de courant et tension même en absence du défaut. L'analyse des valeurs, présentée par la suite, est faite avec les mesures de la protection PS. Par exemple, en fonctionnement normal, l'amplitude du courant de la phase est de 103,83 A en absence de la GED et de 97,66 A en présence de la GED. Nous avons choisi, pour cette comparaison, le défaut pour lequel les grandeurs mesurées par la protection PS sont le plus affectées par la présence de la GED. Lors d'un défaut de  $100 \Omega$  en d23 (Figure IV-2), le courant de phase est plus petit de 6,16 A et la tension composée est plus grande de 24,74 V dans le cas avec GED par rapport au cas sans GED. Dans le Tableau IV-1, nous présentons les grandeurs (tension, courant et impédance calculée) en fonction de la présence de la GED. Nous étudions aussi les valeurs pendant le

fonctionnement normal, car lors d'un défaut, la GED apporte (en plus que son apport en fonctionnement normal,  $I_n^{GED}$ ) principalement une composante inverse (qui est moins importante que la composante directe du courant fourni par la GED soit légèrement plus grand que  $I_n^{GED}$ ). Par la suite, nous analysons la variation des grandeurs obtenues pour deux défauts qui ont lieu à des positions différentes (avec la même résistance de défaut). Nous étudions aussi la variation produite par la résistance de défaut (comparaison entre deux défauts de résistances différentes qui ont eu lieu à la même position). Les scénarios analysés sont les suivants :

- fonctionnement normal, sans défaut ;
- défaut en amont de la limite de la zone<sub>2</sub> de la protection PS (d22) avec la  $R_{\text{déf}}=100 \Omega$  ;
- défaut en amont de la limite de la zone<sub>2</sub> de la protection PS (d22) avec la  $R_{\text{déf}}=50 \Omega$  ;
- défaut en aval de la limite de la zone<sub>2</sub> de la protection PS (d23) avec la  $R_{\text{déf}}=100 \Omega$  ;

Il faut tenir compte que l'impédance est calculée en utilisant un coefficient  $k_0$  optimisé. La variation de l'impédance n'est pas garantie pour d'autres coefficients car les valeurs des impédances calculées dépendent de la valeur du coefficient choisi. Le cas présenté est cependant le plus contraignant de notre étude car certains défauts seront « vus » comme plus proches. On rappelle qu'un défaut vu plus proche peut produire des doubles déclenchements (zone isolée plus grande).

Tableau IV-1 Exemple de variations des grandeurs suivant la présence de la GED

Grandeur	sans GED				avec GED			
	normal	lors d'un défaut			normal	lors d'un défaut		
		$R_{\text{déf}}=100 \Omega$ $L_{\text{déf}}=d22$	$R_{\text{déf}}=50 \Omega$ $L_{\text{déf}}=d22$	$R_{\text{déf}}=100 \Omega$ $L_{\text{déf}}=d23$		$R_{\text{déf}}=100 \Omega$ $L_{\text{déf}}=d22$	$R_{\text{déf}}=50 \Omega$ $L_{\text{déf}}=d22$	$R_{\text{déf}}=100 \Omega$ $L_{\text{déf}}=d23$
$V^1$ [kV]	10,083 + 5,24i	10,105 +5,12i	10,098 +5,042i	10,105 +5,12i	10,09 +5,268i	10,113 +5,153i	10,107 +5,077i	10,112 +5,153i
$V^2$ [V]	-0,005 +0,003i	0,016 -0,107i	0,008 -0,189i	0,015 -0,106i	-0,005 + 0,003	0,016 -0,099i	0,011 -0,177i	0,016 -0,098i
$V^0$ [kV]	0+0i	-0,788 -1,474i	-1,667 -2,319i	-0,792 -1,457i	0+0i	-0,786 -1,484i	-1,665 -2,341i	-0,785 -1,471i
$V_A$ [kV]	10,076 +5,24i	9,334 +3,543i	8,443 +2,531i	9,334 +3,557i	10,082 +5,261i	9,344 +3,564i	8,453 +2,559i	9,341 +3,585i
$I^1$ [A]	103,78 +45,04i	133,94 +3,57i	155,90 +2,27i	133,71 +3,35i	97,66 -3,34i	125,74 +4,74i	146,39 +3,97i	125,53 +4,53i
$I^2$ [A]	-0,052 -0,004i	29,1+7,61i	51,05 +6,31i	28,86 +7,39i	-0,048 -0,004i	27,1+7,64i	47,74 +6,87i	26,89 +7,43i
$I^0$ [A]	0+0i	30,65 +8,38i	53,8 +7,28i	30,46 +8,15i	0+0i	30,74 +8,53i	54,06 +7,56i	30,54 +8,29i
$I_A$ [A]	103,73 -4,5i	193,68 +19,56i	260,75 +15,87i	193,02 +18,89i	97,61 -3,35i	183,59 +20,91i	248,17 +18,39i	182,96 +20,27i
$Z^{\text{calc}}$ [ $\Omega$ ]	-	-0,973 -0,881i	-0,462 -0,47i	-0,975 -0,896	-	-0,9731 -0,8811i	-0,4618 -0,474i	-0,9749 -0,8955i

La variation de toutes les grandeurs n'est pas uniforme pour les parties réelle et imaginaire. La phase du courant et celle de la tension varient aussi lors de la présence de la GED. Le déphasage entre la tension et le courant varie (augmente). Les tensions directes et celle de phase augmentent dans le cas avec GED par rapport à celui sans GED. Les variations suivantes sont valables pour les deux cas (avec et sans GED). La tension de la phase augmente avec l'éloignement du lieu de défaut. La tendance de diminution de la tension pour les défauts moins résistifs est vérifiée par ces résultats. On observe que les courants suivent les tendances attendues (de diminution par rapport à la valeur pour un défaut de référence, dans les cas suivants : défaut avec l'apport de la GED, un défaut plus loin ou un défaut plus résistif). Toutes ces vérifications confirment la cohérence des variations. Par contre, l'impédance calculée dépend du coefficient  $k_0$ , optimisé. Les parties réelle et imaginaire de l'impédance calculée peuvent alors diminuer pour certaines valeurs du coefficient  $k_0$ , ou elles peuvent augmenter pour d'autres valeurs. Pour le coefficient  $k_0$  utilisé dans ce cas, l'impédance calculée diminue en parties réelle et imaginaire.

La Figure IV-2 montre les effets de la GED sur les valeurs de l'impédance calculée pour le coefficient  $k_0$  optimisé sans GED. Comme il a été présenté dans le Tableau IV-1 et la Figure IV-2, un défaut donné (lieu et résistance fixés) peut être « vu » plus proche lors de la présence de la GED pour certains coefficients  $k_0$ . Dans la figure suivante, nous avons présenté les défauts de  $100\ \Omega$  pour les lieux de défaut d22 et d23 (séparés par le seuil<sub>2</sub>) avec (en rouge) et sans (en bleu) la présence de GED. Le défaut d23, illustré avec le signe '+', est plus proche du seuil<sub>2</sub> dans le cas avec GED. C'est pourquoi les défauts en aval de la limite de la zone protégée peuvent être discriminés comme étant en amont et alors éliminés plus précocement. La Figure IV-2 présente le cas où le défaut d22 est vu plus proche, donc avec un risque potentiel de double déclenchement de la protection amont. Néanmoins dans le cas présenté, l'impédance calculée pour le défaut d22 ne dépasse pas le seuil<sub>2</sub>.

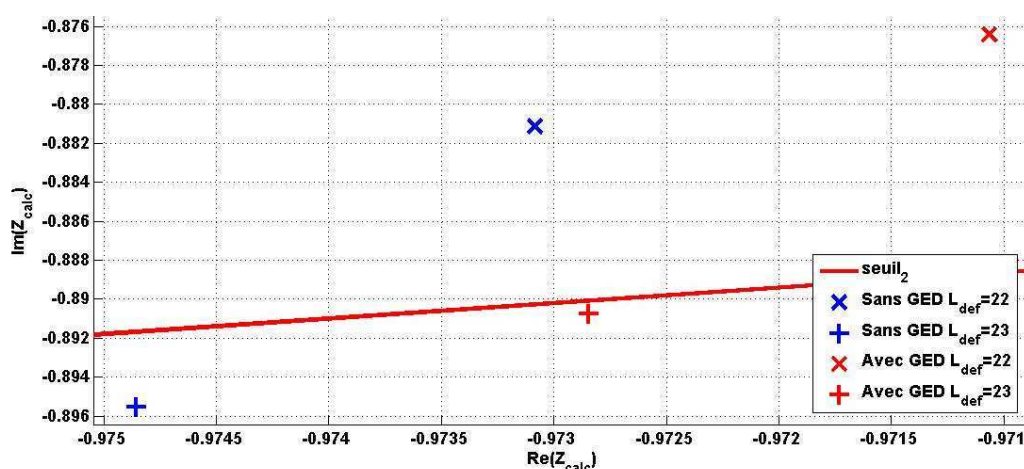


Figure IV-2 Les effets de la présence de la GED sur la discrimination de défauts



En fonction de la taille de la GED, de l'impédance de la mise à la terre (qui augmente cet impact de la GED) et de son impact sur le déphasage entre tension et courant, on s'attend à des discriminations plus précoces et donc à des doubles déclenchements possibles.

### 2.2.2 Variation de l'impédance calculée

Pour chaque mise à la terre et chaque protection, nous montrons les différences maximales apportées par la GED sur les impédances calculées. Cette analyse compare les impédances calculées lors de la présence de la GED ( $Z_{Ldef=D, Rdef=R}^{calc \text{ avec GED}}$ ) avec celles en fonctionnement sans GED,  $Z_{Ldef=D, Rdef=R}^{calc \text{ sans GED}}$  (pour tous les lieux « D » et résistances de défaut, « R »). La plus grande différence est rapportée aux variations maximales des impédances calculées, en fonctionnement sans GED, voir les équations A-26).

$$\begin{aligned}
 \Delta re &= \max \left( \operatorname{Re} \left( Z_{Ldef=D, Rdef=R}^{calc \text{ avec GED}} \right) - \operatorname{Re} \left( Z_{Ldef=D, Rdef=R}^{calc \text{ sans GED}} \right) \right) \\
 \Delta im &= \max \left( \operatorname{Im} \left( Z_{Ldef=D, Rdef=R}^{calc \text{ avec GED}} \right) - \operatorname{Im} \left( Z_{Ldef=D, Rdef=R}^{calc \text{ sans GED}} \right) \right) \\
 \Delta RE &= \max \left( \operatorname{Re} \left( Z_{Ldef=D1, Rdef=R1}^{calc \text{ sans GED}} \right) - \operatorname{Re} \left( Z_{Ldef=D2, Rdef=R2}^{calc \text{ sans GED}} \right) \right) \\
 \Delta IM &= \max \left( \operatorname{Im} \left( Z_{Ldef=D1, Rdef=R1}^{calc \text{ sans GED}} \right) - \operatorname{Im} \left( Z_{Ldef=D2, Rdef=R2}^{calc \text{ sans GED}} \right) \right) \\
 Variation_{RE}^{\max} &= \frac{\Delta re}{\Delta RE} \\
 Variation_{IM}^{\max} &= \frac{\Delta im}{\Delta IM} \\
 D, D1, D2 &\in [d11 : d34]; R, R1, R2 \in [0 : 100]
 \end{aligned} \tag{IV-1}$$

Dans ces équations, nous avons noté avec D et R le lieu et la résistance d'un défaut, respectivement. Les notations D1, R1 et D2, R2 caractérisent les deux défauts ayant les impédances calculées le plus éloignées dans le plan complexe.

Par exemple, cette variation maximale est obtenue par la différence entre l'impédance calculée pour le défaut franc en d11 (0  $\Omega$ ) et celle calculée pour le défaut de 100  $\Omega$  en d34 (la plus grande impédance calculée), voir Figure IV-3.

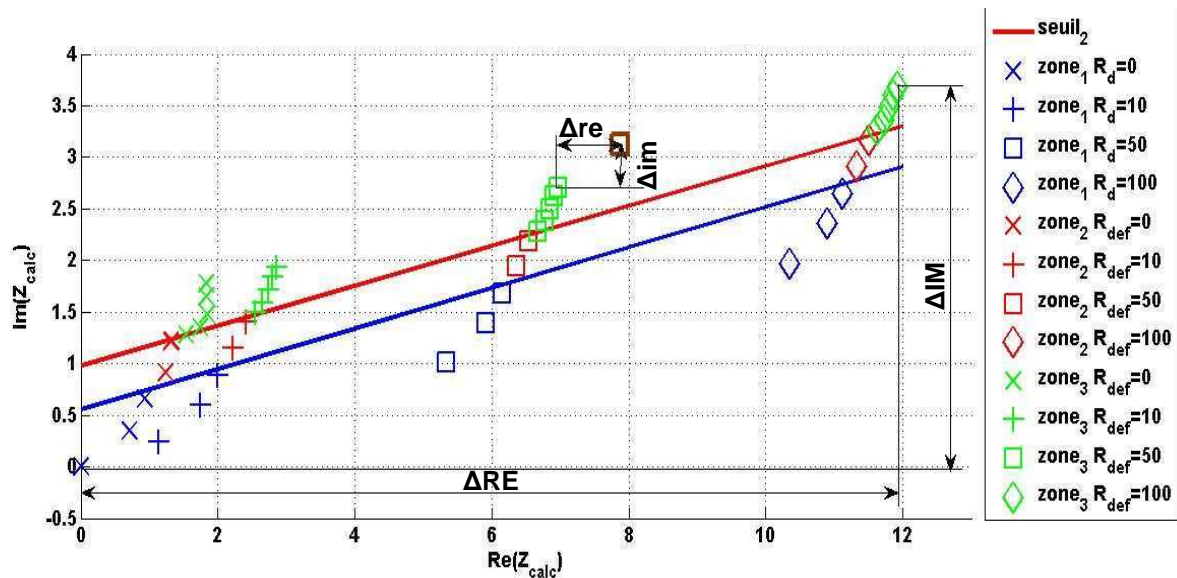


Figure IV-3 Les variations maximales des impédances calculées

Il a été nécessaire d'utiliser la variation maximale de l'impédance calculée car, suivant le coefficient  $k_0$  choisi et la mise à la terre, les impédances calculées ont des variations différentes (en fonction de  $L_{def}$  et  $R_{def}$ ). Ces valeurs sont présentées en pourcentage. Elles illustrent la variation maximale de l'impédance calculée en présence de GED, ramenée à l'excursion maximale de l'impédance (en partie réelle et imaginaire) sans GED. La présence de la GED peut avoir deux conséquences sur la valeur de l'impédance calculée : soit elle l'augmente (variation positive) soit elle la diminue (variation négative). Le sens des variations (négatives ou positives) dépend du coefficient  $k_0$ . Si l'impédance calculée (dans le cas avec GED, pour un défaut en amont de la limite d'une zone protégée) est plus grande et dépasse le seuil, le défaut est discriminé plus loin et réciproquement.

### 2.2.3 Résultats obtenus pour les différentes impédances de mise à la terre

#### Résultats obtenus avec la mise à la terre de $12+12j \Omega$

Dans la Figure A-71,a de l'Annexe 20, nous présentons les résultats obtenus pour la protection PS lors d'un défaut monophasé sur le départ présenté dans le chapitre II, partie 4.1, avec la mise à la terre de  $12+12j \Omega$ . Le pourcentage total de discrimination correcte, de la protection PS, en présence de GED est de 98,35 % (98,9 % pour le premier seuil et de 97,8 % pour le deuxième seuil). Cette performance a donc diminué, sur notre réseau d'étude avec une unique GED de 1,65 % par rapport au cas sans GED (soit de 1.1 % pour le premier seuil et 2,2 % pour le deuxième seuil). Tous ces pourcentages de diminution de la performance sont fournis en valeurs absolues.

La protection MR discrimine correctement 99,24 % des défauts comme il est présenté dans la Figure A-71,b, de l'Annexe 20. Ceci correspond à une diminution de 0,76 % par rapport au pourcentage obtenu pour le cas sans GED.

Dans la Figure IV-4, nous présentons les défauts mal discriminés par les protections PS et MR.

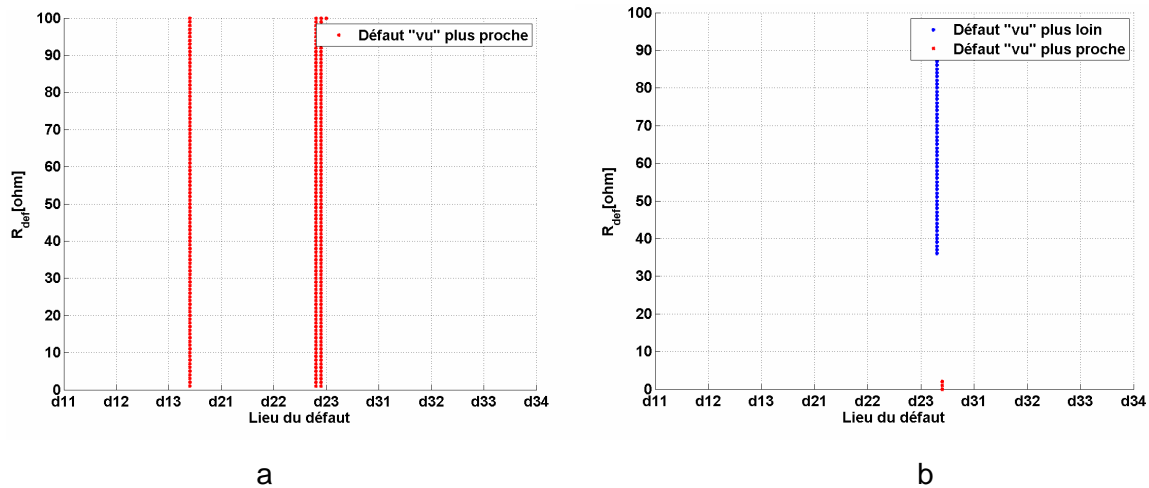


Figure IV-4 Les défauts mal discriminés sur le départ rural avec  $Z_{malt}=12+12j \Omega$ , cas avec GED :

a - par la protection PS ; b - par la protection MR

Dans ces figures, nous présentons en abscisse les lieux de défaut (de d11 – tête du départ jusqu'à d34 - fin réseau) et en ordonnée les résistances de défaut (du 0 jusqu'à 100  $\Omega$ ). Dans ces figures, les points représentés en rouge sont les défauts « vus » plus proche et les points représentés en bleu sont les défauts « vus » plus loin. On s'attend à avoir des points mal discriminés (soit plus précocement soit plus tardivement) autour des seuils. On rappelle que pour la protection PS le seuil<sub>1</sub> discrimine la limite à 80 % de la zone en amont du d21 et le seuil<sub>2</sub> celle à 60 % de la zone en amont du d31. C'est autour de ces positions que l'on retrouvera des défauts mal discriminés. Les autres défauts peuvent aussi être « vus » différemment par rapport au cas sans GED, mais tant que leurs impédances ne dépassent pas les seuils, la temporisation attribuée est toujours correcte.

On confirme que la présence de GED apporte un effet négatif sur la discrimination de défaut. On rappelle que la GED est située après la protection MR, localisée entre d21 et d22. Les défauts mal discriminés sont, évidemment, ceux qui ont eu lieu à proximité de la fin des zones protégées. L'apport de la GED peut empêcher la détection des défauts si nous considérons que la détection est ampèremétrique. Si la détection est sur la base de protection wattmétrique homopolaire, la détection est toujours réalisée grâce à la présence de la composante homopolaire.

### Effet de la GED sur le calcul de l'impédance

Pour le coefficient choisi et pour la protection PS, on observe que l'apport de la GED conduit à toujours voir le défaut plus proche que sans GED. Ceci pourra donc poser des problèmes pour les défauts à proximité des limites de zones et amener à des doubles déclenchements.

### Effet de la GED sur la temporisation

Pour les positions juste en aval de chaque zone protégée, toutes les résistances de défaut sont discriminées par la protection PS de la même façon (plus proches ou correctement). Ces défauts sont discriminés (correctement ou mal) seulement en fonction du lieu du défaut. Dans la Figure IV-4, le premier groupe des défauts mal discriminés (plus proches) se trouve juste en aval de la limite de la zone<sub>1</sub> de la protection PS (une seule localisation de défaut). Le deuxième groupe est juste en aval de la limite de la deuxième zone de la protection PS. Ce deuxième groupe comporte plusieurs défauts (deux positions). Il y a plus de défauts mal discriminés par rapport au seuil<sub>2</sub> qu'il y en a par rapport au seuil<sub>1</sub>. Cela confirme que les impédances calculées pour les défauts lointains varient plus lors de la présence de GED que celles des défauts proches, par rapport aux cas sans GED.

Pour la protection MR, le coefficient optimisé a permis d'interpréter, en présence de GED, certains défauts comme étant plus lointains (ligne bleue). Ceci permet d'ajouter une temporisation supplémentaire et donc d'éviter des cas de doubles déclenchements

Pour la mise à la terre de  $12+12j \, \Omega$ , nous obtenons une variation maximale de l'impédance calculée, suite à la présence de la GED, dans le cas du défaut de  $100 \, \Omega$  en d34. Cette valeur pour la protection PS est de -0,19 % sur la partie réelle et de -0,52 % sur la partie imaginaire. La protection MR a une variation maximale de l'impédance calculée de 0.01 % sur la partie réelle et de -0,15 % sur la partie imaginaire. On observe que les variations sont négatives. Ceci confirme la diminution des valeurs de l'impédance calculée. Cette diminution des valeurs (en partie imaginaire et partie réelle) conduit à une discrimination des défauts plus précoce.

Les variations sont faibles et produisent peu de discriminations « fausses ». Les défauts mal discriminés ne posent pas de problèmes de doubles déclenchements.

En conclusion, l'apport de la GED change les impédances calculées en fonction du coefficient  $k_0$  choisi. Les coefficients choisis pour les deux protections sont différents et on peut donc observer les deux sens de variations des impédances calculées. Ces deux sens font que par rapport au seuil, les défauts peuvent être « vus » plus proches ou plus lointains (en fonction du coefficient choisi).

### Résultats obtenus avec la mise à la terre de $40 \Omega$

Le cas de mise à la terre de  $40 \Omega$  a des pourcentages de discrimination correcte quasiment identiques à ceux au cas de  $12+12j \Omega$ . La réduction de discrimination est donc toujours de 1,56% (0,92 % pour le seuil<sub>1</sub> et 2,2 % pour le seuil<sub>2</sub>) pour la protection PS et de 0,74 % pour la protection MR. La représentation des impédances calculées par rapport aux seuils est présentée dans la Figure A-72 de l'Annexe 20. Dans la Figure IV-5, nous présentons uniquement les défauts mal discriminés dans le cas avec GED.

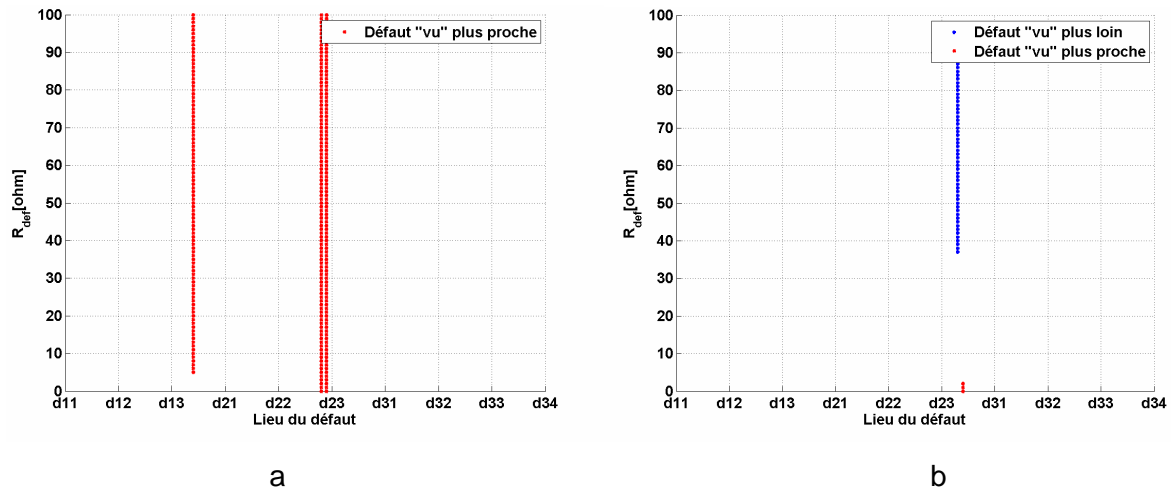


Figure IV-5 Les défauts mal discriminés sur le départ rural avec  $Z_{malt}=40 \Omega$ , cas avec GED :  
a - par la protection PS ; b - par la protection MR

La variation maximale dans ce cas est de -0,3 % sur la partie réelle et de -0,58 % sur la partie imaginaire pour la protection PS. Ces deux variations expliquent les défauts mal discriminés de la figure. Ces valeurs négatives confirment les diminutions des impédances calculées, et donc les déclenchements plus précoces. La protection MR a des variations maximales d'impédance calculée de -0,01 % sur la partie réelle et de -0,17 %. Il faut remarquer que ces variations ne semblent pas cohérentes avec les temporisations obtenues. La Figure IV-5 montre que la plus grande partie des défauts mal discriminés sont « vus » plus loin. Donc leur impédance est plus grande au moins sur une partie (réelle ou imaginaire) que l'impédance obtenue sans GED. On observe que la variation la plus importante est obtenue en valeurs négatives (qui représentent des défauts « vus » plus proches). Pourtant, sur l'ensemble des cas testés, seuls trois défauts sont « vus » plus proches et donc déclenchés plus précocement. Les autres cas (la majorité) sont de défauts « vus » plus lointains.

Les résultats obtenus pour cette mise à la terre ressemblent à ceux obtenus pour l'autre mise à la terre impédante ( $12+12j \Omega$ ) et il n'y a pas non plus des cas de défauts qui peuvent produire des doubles déclenchements. Comme dans le précédent cas de mise à la terre, il y

a quelques défauts juste en aval de la zone<sub>1</sub> de la protection PS qui sont déclenchés plus précocement et quelques uns à la fin de la zone<sub>1</sub> de la protection MR qui sont discriminés plus loin.

### Résultats obtenus avec le neutre parfaitement accordé (577||50j Ω)

La protection PS possède un pourcentage de discrimination correcte uniquement diminué de 6,26 % (3,03 % par le seuil<sub>1</sub> et 9,49 % par le seuil<sub>2</sub>) pour la mise à la terre de 577||50j Ω avec GED. Le pourcentage de la protection MR est diminué de 7,67 %. La Figure IV-7 montre les défauts mal discriminés dans ce cas. Il y a plus de défauts mal discriminés, mais heureusement, ils sont généralement résistifs et donc avec des pourcentages faibles d'occurrence.

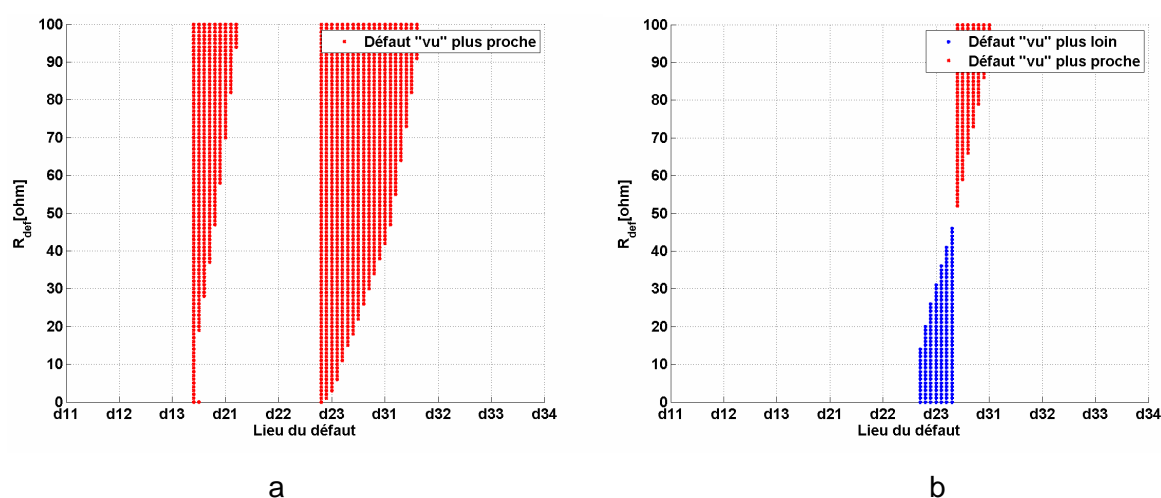


Figure IV-6 Les défauts mal discriminés sur le départ rural avec  $Z_{malt}=577||50j \Omega$ , cas avec GED :  
a - par la protection PS ; b - par la protection MR

La variation maximale dans ce cas est de -3.7 % sur la partie réelle et de 2.62 % sur la partie imaginaire pour la protection PS. Les impédances calculées par la protection MR varient avec un maximum de -17,6 % sur la partie réelle et avec -14,90 % de la partie imaginaire. Même s'il y a moins de défauts mal discriminés par la protection MR, les valeurs calculées avec la protection MR varient plus que celles calculées avec la protection PS. De plus, la protection MR a des problèmes de discrimination avec les défauts peu résistifs. Ceux-ci augmentent alors la probabilité de discrimination « fausse ». La plupart des défauts mal discriminés par la protection PS dans le cas avec GED sont fortement résistifs. Donc la performance n'est pas trop diminuée par rapport au nombre de cas de défauts mal discriminés.

Pour cette mise à la terre, il y a un risque de 0,15 % de doubles déclenchements instantanés en  $t_0$  (c'est-à-dire que deux protections qui peuvent voir ces défauts dans leurs premières zones et déclencher en même temps instantanément). Cette probabilité est due aux défauts

résistifs en aval de la protection MR qui sont « vus » plus proches par la protection PS. Ces défauts sont représentés en rouge dans l'Annexe 21 (Figure A-77). La probabilité d'occurrence de doubles déclenchements par des protections qui fonctionnent en secours s'élève à 6,32 %. Ce pourcentage correspond aux défauts en amont de la protection FR qui sont déclenchés par PS et MR en  $t_0 + \Delta t$ . Des variations importantes des impédances calculées sont survenues suite à la présence de la GED pour cette mise à la terre de neutre compensé. La sensibilité des réglages aux perturbations a produit des discriminations « fausses » et a aussi conduit à des doubles déclenchements. C'est la première fois que nous rencontrons ce cas-là.

### Résultats obtenus avec le neutre sur compensé ( $577||45j \Omega$ )

Ce cas de neutre compensé amplifie l'impact de la GED et par conséquent il y a plus de défauts qui peuvent être vus comme plus proches et donc discriminés plus précocement. Le pourcentage est réduit de 10,92 % (10,07 % pour le seuil<sub>1</sub> et 11,76 % pour le seuil<sub>2</sub>) par rapport au cas sans GED pour la protection PS et de 8,45 % pour la protection MR. La Figure IV-7 montre les défauts mal discriminés dans ce cas.

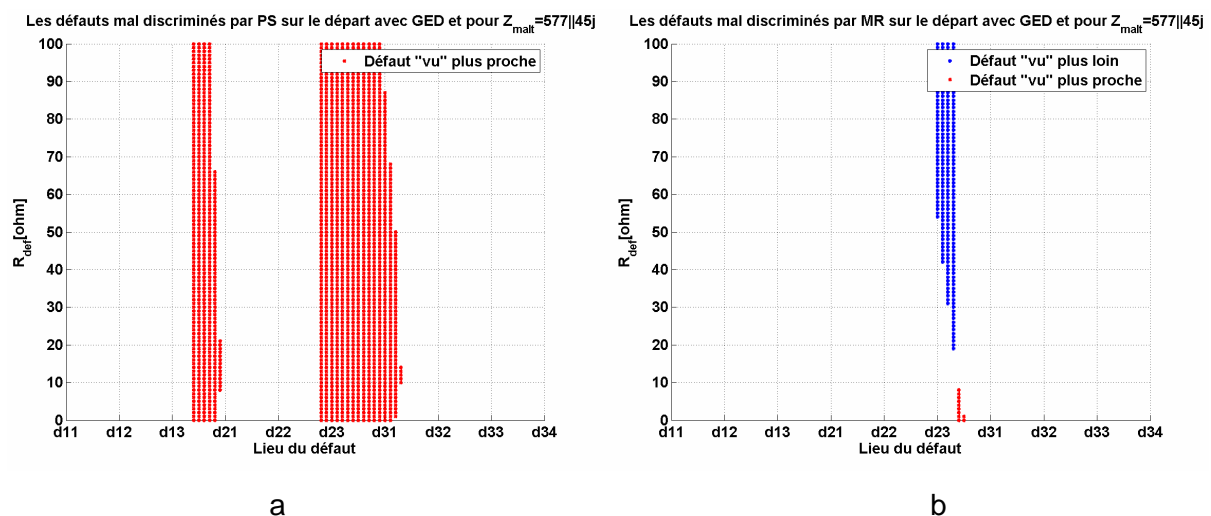


Figure IV-7 Les défauts mal discriminés sur le départ rural avec  $Z_{malt} = 577||45j \Omega$ , cas avec GED :  
a - par la protection PS ; b - par la protection MR

La variation maximale dans ce cas est de -7,44 % sur la partie réelle et de 1,01 % sur la partie imaginaire pour la protection PS. On observe une forte variation sur la partie réelle et aussi que les défauts les plus impactés (mal discriminés) sont ceux à la limite de la zone<sub>2</sub> de la protection PS. La variation maximale de l'impédance pour la protection MR est de -1,81 % sur la partie réelle et de 2,74 % sur la partie imaginaire. La variation plus importante est sur la partie imaginaire est positive. Il y a donc plus de défauts « vus » plus loin que de défauts « vus » plus proches. On rappelle qu'il est préférable d'avoir un défaut « vu » plus loin qu'un

plus proche car il ne peut pas conduire à un double déclenchement. Pour ce cas de mise à la terre, on observe que le nombre de défauts mal discriminés est plus important et qu'il y a des risques de doubles déclenchements. Nous n'avons pas trouvé de risques de doubles déclenchements pour la temporisation instantanée,  $t_0$ . Le risque de double déclenchement avec la temporisation de secours,  $t_0 + \Delta t$  est, par contre, de 10,13 % (c'est-à-dire que deux protections peuvent voir ces défauts dans leurs deuxième zones et déclencher en même temps en secours de la protection FR). Ces défauts, présentés en bleu dans l'Annexe 21, Figure A-76, sont moins gênants car ils produiront des doubles déclenchements seulement en cas de secours. Donc la probabilité d'occurrence d'un tel événement devrait contenir la probabilité de défaillance de la dernière protection.

### Résultats obtenus avec le neutre sous compensé ( $577||56j \Omega$ )

Le pourcentage de discrimination correcte par la protection PS a diminué de 10,89 % (5,61 % pour  $\text{seuil}_1$  et 16,16 % pour le  $\text{seuil}_2$ ) pour cette mise à la terre en présence de GED. La protection MR voit sa performance diminuée de 2,99 %. La Figure IV-8 montre les défauts mal discriminés dans ce cas. La plus grande partie des défauts sont « vus » plus proches.

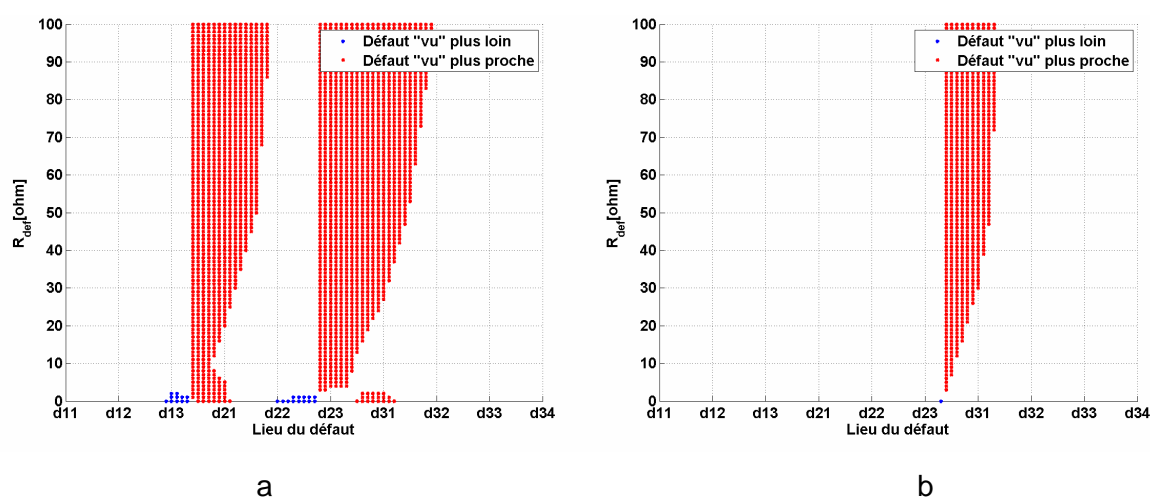


Figure IV-8 Les défauts mal discriminés sur le départ rural avec  $Z_{\text{malt}} = 577||56j \Omega$ , cas avec GED :

a - par la protection PS ; b - par la protection MR

La variation maximale de l'impédance calculée par la protection PS dans ce cas est de - 5,03 % sur la partie réelle et de -2,44 % sur la partie imaginaire. La protection MR a des variations au maximum -4,63 % en partie réelle et respectivement de -3,12 % en partie imaginaire. Ces variations sont les plus importantes parmi tous les cas d'impédance de mise à la terre que nous avons considérés.

On observe beaucoup de défauts mal discriminés par la protection PS. Ils sont situés en aval de la protection MR (d21) et seront alors éliminés par les deux protections (doubles



déclenchements en  $t_0$ ). La protection MR discrimine plus précocement quelques défauts (voir la Figure IV-8,b) en aval de la protection FR, et donc instantanément avec celle-là. Le pourcentage de doubles déclenchements instantanés est le plus élevé parmi les cas précédents de mise à la terre : 3,79 %. Le plupart des défauts mal discriminés par la protection MR sont aussi vus plus proche par la protection PS. De ce fait, le nombre de doubles déclenchements en secours est faible et vaut 1,89 %. Cette valeur du pourcentage de doubles déclenchements en secours est la plus réduite parmi celles obtenues pour les cas de neutre compensé. La Figure A-78 de l'Annexe 21 présente ces défauts qui produisent de doubles déclenchements pour le neutre sous compensé.

Nous résumons dans le Tableau IV-2 les variations maximales de l'impédance calculée apportées par la GED. On rappelle que cette variation est calculée pour les deux parties, imaginaire et réelle et les valeurs sont des pourcentages.

Tableau IV-2 Différences des impédances calculées, apportées par la GED – réseau rural

Protection	$Z_{\text{malt}}$									
	12+12j		40+0j		577   50		577  56		577  45	
	real	imag	real	imag	real	imag	real	imag	real	imag
PS	-0,19	-0,52	-0,30	-0,58	-3,70	2,62	-5,03	-2,44	-7,44	1,01
MR	0,01	-0,15	-0,01	-0,17	-17,60	-14,90	-4,63	-3,12	-1,81	2,74

Le cas qui est le plus sensible aux perturbations de la GED est le cas de neutre compensé. Dans ce cas, les valeurs ont les variations les plus importantes. On ne peut pas tirer de conclusion sur quelle partie (réelle ou imaginaire) est la plus influencée, car ces variations dépendent du coefficient choisi. Mais, dans notre cas, on peut conclure que la protection MR, qui protège une partie de réseau plus petite et moins hétérogène, a moins de problèmes de discrimination suite à l'insertion d'une GED.

Nous présentons les pourcentages de défauts conduisant à un double déclenchement en fonction de la temporisation dans le Tableau IV-3

Tableau IV-3 Les pourcentages de doubles déclenchements pour le réseau rural

temporisation	12+12j	40+0j	577   50	577  56	577  45
$t_0$	0,00 %	0,00 %	0,15 %	3,79 %	0,00 %
$t_0+\Delta t$	0,00 %	0,00 %	6,32 %	1,89 %	10,13 %

Le cas le plus problématique du point de vue de la discrimination correcte et du double déclenchement est toujours le cas de neutre compensé. Ces cas n'ont pas de réglages de protections robustes aux perturbations. Comme on peut observer en comparant les résultats montrés dans le chapitre III (partie 3.3) et ceux montrés dans l'Annexe 20, les dispersions des impédances calculées sur les réseaux avec neutre impédant sont plus robustes aux perturbations que celles en neutre compensé.

### 2.3 Proposition de plan de protection qui prend en compte de l'apport des GED

Nous présentons les réglages nécessaires à faire pour le cas sans GED, afin d'éviter les déclenchements précoces lorsque la GED est présente. La seule modification de la méthode 4 à faire est, lors du choix de seuils, de prendre en compte les défauts de l'extrémité de la zone protégée aussi dans le cas avec une GED. Nous ne pouvons pas utiliser la vraie valeur de l'apport de la GED, car elle est inconnue. Nous pouvons, quand même, fixer une valeur de la GED seulement pour déterminer la tendance de variation des impédances suite à la présence de la GED et supposer que cette tendance se maintienne. Ces valeurs d'impédance calculées (dans le cas avec GED) peuvent être influencées par l'apport de la GED de manière à ce qu'elles puissent être mal discriminées. Il alors faut garantir qu'en présence de GED les défauts à la limite de la zone soient toujours interprétés de la même façon que sans GED (Figure IV-9). Le but de ce réglage est de s'assurer qu'au moins ces défauts mal discriminés soient dans le sens « vus » plus loin.

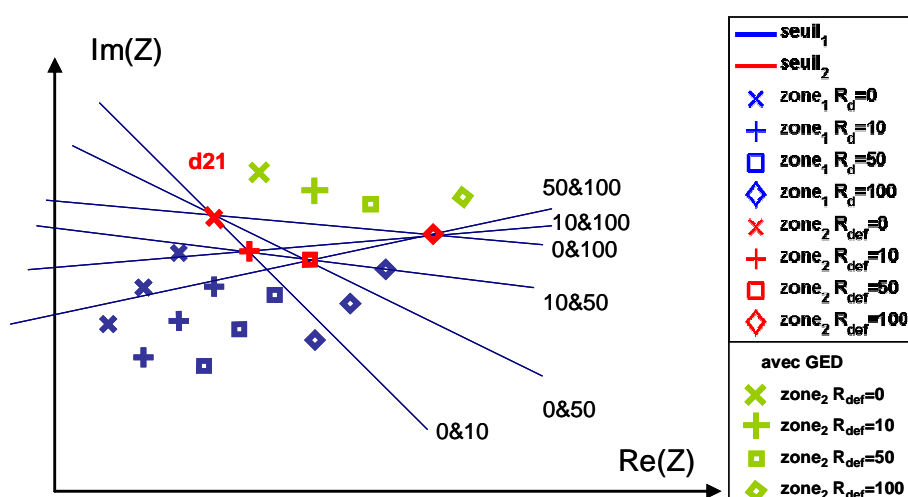


Figure IV-9 Discrimination imposée pour le choix de seuils afin d'éviter le déclenchement précoce dans le cas ave GED

Les résultats obtenus avec cette proposition sont montrés dans l'Annexe 22. Le coefficient  $k_0$  est choisi parmi des valeurs qui assurent que, même avec la présence de la GED, aucun défaut n'est pas discriminé plus précocement. Evidemment, cette condition supplémentaire (de variation suite à la présence de GED) restreint le domaine étudié pour le coefficient  $k_0$ . Le meilleur coefficient, choisi en tenant compte de cette condition, peut être identique avec celui choisi sans tenant compte de la condition. Dans ce cas, il assure la même performance du plan de protection. S'ils sont différents, la performance est diminuée. Donc la méthode proposée peut réduire la performance de discrimination, en cas sans GED, car le coefficient optimisé se retrouve dans un domaine plus restreint.

## **2.4 Conclusions partielles sur l'influence de la GED sur la précision de discrimination**

La présence de la GED apporte des changements sur les grandeurs mesurées par les protections et donc sur les impédances calculées. Comme il a été montré, dans le cas avec GED, ce coefficient  $k_0$  peut conduire à des sens différents de variation de l'impédance calculée. De plus, pour une seule protection, on peut avoir les deux sens de variation pour des défauts différents (et donc les deux cas de discrimination « fausse », voir Figure IV-6,b). Nous présentons l'impact sur le plan de protection de la taille de la GED et de son positionnement dans le réseau dans l'Annexe 23. Pour l'étude de l'influence de la taille de la GED, nous avons considéré le cas d'une GED de puissance de court-circuit de 3 MVA, toujours placée en d21. Pour l'étude sur l'influence du positionnement, nous avons choisi les lieux d12 et d31 en gardant la puissance initiale de court-circuit (1,5MVA). Le premier emplacement, d12, permet de régler les deux protections PS et MR dans les deux situations différentes : la protection PS avec la GED en aval et la protection MR avec la GED en amont. L'autre emplacement de la GED permet d'étudier l'effet d'une GED placée à la fin du réseau. L'étude est conduite sur la mise à la terre de  $12+12j \Omega$ . Nous concluons que l'impact de la taille est visible sur les variations des impédances calculées par rapport aux cas sans GED. Dans le cas avec la GED de 1,5 MVA, la valeur du coefficient  $k_0$  impose un sens de variation des impédances calculées. Les résultats obtenus avec une GED plus importante respectent ce sens de variation des impédances.

Afin de réduire l'impact des GED sur le plan de protection, on peut inclure ses apports dans les réglages de protections (Annexe 22) Le but est d'éviter les déclenchements précoces. Le réglage des protections en présence de GED nécessite que les impédances calculées pour des défauts en dehors de la zone protégée soient discriminés en dehors quelle que soit la puissance de la GED.

En conclusion, l'impact de l'apport de la GED est négatif sur le plan de protection. Lors de sa présence, les pourcentages de discriminations correctes diminuent, en moyenne, de 4,71 % (la moyenne est faite sur les pourcentages obtenus pour les différents cas de mise à la terre). Les cas les plus affectés sont les cas de neutre compensé. Comme nous l'avons expliqué, dans ces cas de mise à la terre du neutre, la méthode n'est pas aussi performante que dans le cas de neutre impédant. En plus, il y a la possibilité de discriminer plus précocement et même d'avoir des doubles déclenchements. La probabilité de doubles déclenchements est en moyenne de 0,79 % en temporisation instantanée et de 3,67 % en temporisation de secours. Les impacts de la GED sont relativement faibles. Il faut tenir compte que la puissance de GED étudiée est importante. Nous avons étudié un cas

extrême. Les GED comme les panneaux photovoltaïques sont limités en courant de court-circuit lors d'un défaut par l'interface de électronique de puissance. Les éoliennes de puissance importante ne sont pas installées sur les réseaux HTA avec des consommateurs, mais possèdent un départ dédié. De plus, les nouveaux réseaux, où il a été prévu une forte pénétration des GED dans les années à venir, ont leurs conducteurs mieux adaptés pour l'accueil des GED. C'est-à-dire que l'hétérogénéité des câbles n'est pas assez importante et donc la discrimination est facilitée car ces câbles doivent être capables de « tolérer » l'apport important des GED. En conclusion, ces quartiers, avec fort apport de GED, peuvent être protégés par le plan de protection développé.

Dans un cas moins perturbant pour le réseau (taille de la GED plus petite), tous ces apports étudiés diminueront moins les performances du plan de protection développé.

### 3 Vérification de la portabilité de la méthode sur un réseau urbain

L'application de la méthode 4 sur un réseau urbain est nécessaire afin d'amorcer démonstration de portabilité. Premièrement, nous présentons le réseau étudié. Ensuite, nous montrons les résultats obtenus dans les cas sans et avec GED. Finalement nous esquissons une première conclusion quant à la portabilité de la méthode.

#### 3.1 Réseau urbain d'étude

Le réseau étudié est un départ réel urbain. Le départ, présenté dans la Figure II-15, est connecté à un poste source avec un transformateur DY de 36 MVA. La mise à la terre est  $Z_{\text{malt}}=12+12j \Omega$ . Le départ n'a que des câbles souterrains. Le Tableau IV-4 présente les caractéristiques du départ. Les données des câbles et les positions des charges sont présentées dans l'annexe 5.

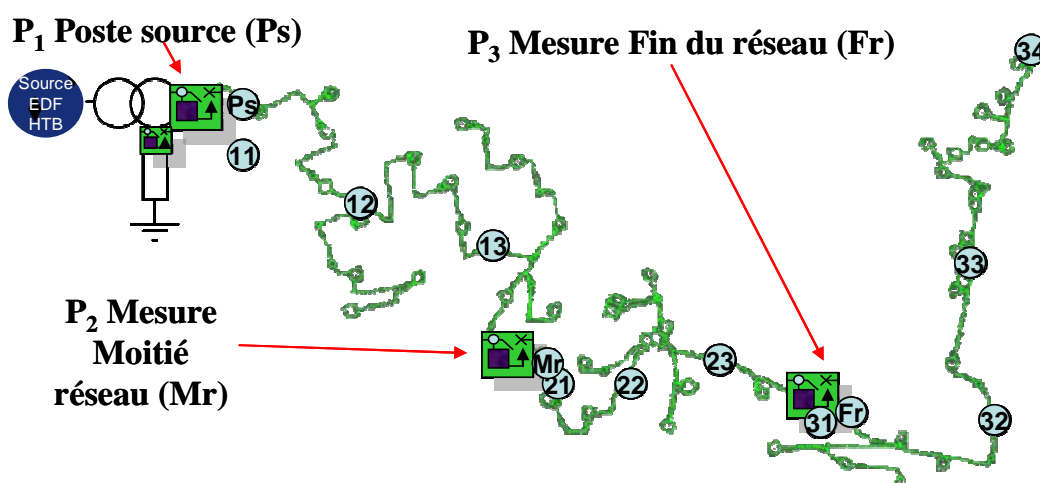


Figure IV-10 Schéma du départ C0505 avec les lieux de défaut et protections déployées

Tableau IV-4 Caractéristiques du départ C0505

Capacitif du départ (3 lo en A) (sous 20 kV)	37.2
Nb clients BT	5587
Nb. clients HTA	6
Puissance apparente totale du départ (kVA)	4509
Chute de tension max (%)	1.32
Icc biphasé min. (A)	2251
Proportion de câble souterrain (% de la longueur totale)	100
Longueur du chemin le plus long (km)	12.29
Longueur totale du départ (km)	15.65
Nb. d'organes de coupure télécommandés (dont Nb. DRR)	5 (0)
Mise à la terre du neutre au poste source	12+12j
Pcc réseau amont MVA	712

L'appellation des protections et des lieux de défauts ainsi que la division du réseau sont faites d'après celles utilisées pour le réseau rural :

- Les trois protections appelées: PS - poste source, MR - moitié réseau et FR - fin réseau ;
- Les dix lieux de défaut ont été nommés de d11 jusqu'à d34 ;
- Le nombre de protections et le nombre de lieux de défaut ont été choisis sur le plus long et le plus impédant chemin en fonction de l'impédance totale du chemin (il faut noter que ce chemin coïncide avec l'artère principale) ;
- Les protections et les lieux de défaut ont été équirépartis en impédance directe pour obtenir des valeurs dont la cohérence est facile à vérifier.

Le neutre compensé diffère en valeur d'impédance par rapport au réseau rural. Comme nous avons expliqué dans le choix des valeurs de neutre compensé pour l'autre réseau, ces valeurs dépendent du courant capacitif apporté par tous les départs. Le calcul des compensations a donné les valeurs :

- parfaitement accordé (différence nulle entre le courant capacitif et le courant par la mise à la terre) – mise à la terre  $577||46j \Omega$
- sur compensé (+35A) – mise à la terre  $577||42j \Omega$
- sous compensé (-35A) – mise à la terre  $577||51j \Omega$

Nous avons testé ces cas de mise à la terre, même si pour les réseaux urbains (avec uniquement des câbles) le neutre compensé n'est pas applicable car la terre est très bonne (une mise à la terre par neutre impédant est plus compatible).

Nous présentons ensuite les résultats obtenus. Nous commençons par le cas sans GED.

## 3.2 Réseau étudié sans GED - réglages

Les résultats suivants obtenus pour le cas sans GED, du départ urbain, sont présentés et comparés avec ceux obtenus sur le départ rural. Les résultats sont présentés par impédance de mise à la terre.

### 3.2.1 Résultats obtenus pour le cas sans GED

#### Résultats obtenus avec la mise à la terre de $12+12j \Omega$

Cette mise à la terre n'a pas apporté de difficultés de discrimination correcte. Le coefficient a été trouvé à partir de la première itération, en assurant 100% de succès de discrimination pour les deux protections. Le coefficient trouvé pour la protection PS diffère de celui trouvé pour le réseau rural, cependant le coefficient trouvé pour la protection MR est identique avec celui trouvé pour le réseau rural. On ne s'attendait pas à obtenir de coefficients similaires car les deux réseaux sont bien différents. Le fait que l'on obtienne le même coefficient pour la protection MR montre que pour cette mise à la terre, il y a beaucoup des coefficients qui peuvent assurer une performance de 100% et on choisit le premier de la liste des coefficient que conduisent à la meilleure performance de réussite (dans ce cas 100%). La Figure IV-11 montre les résultats obtenus pour ces deux protections.

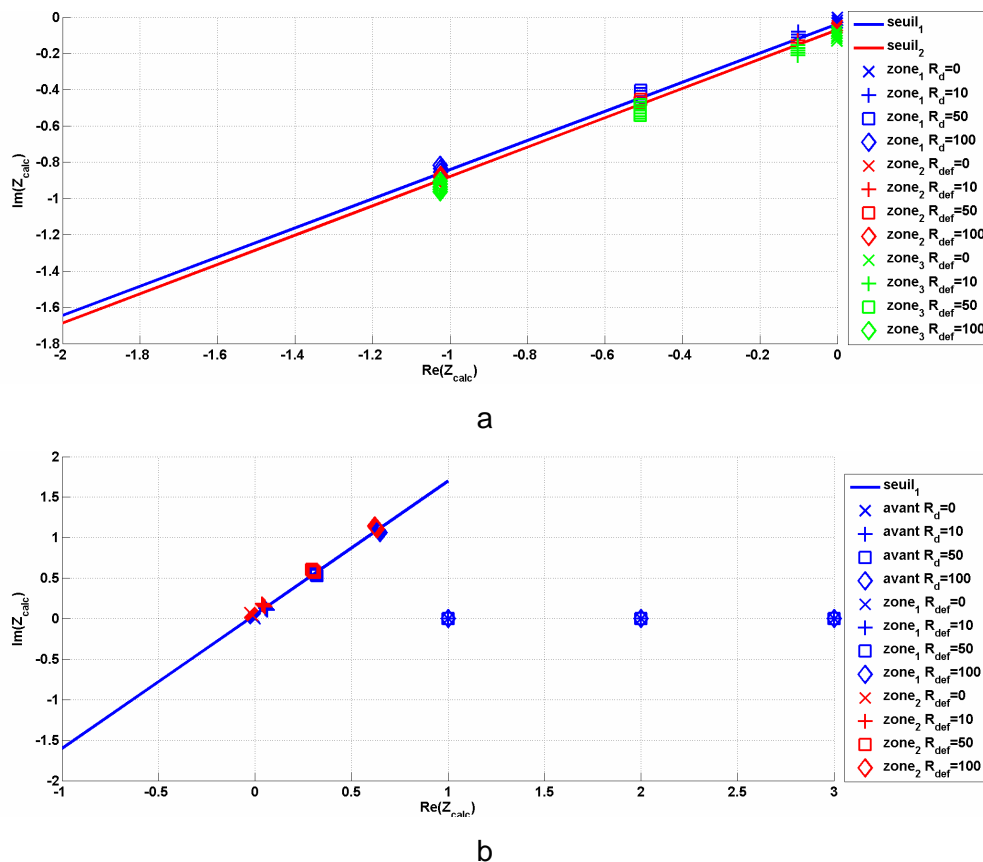


Figure IV-11 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ urbain avec une mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

On observe une bonne portabilité sur cette mise à la terre c'est-à-dire que les pourcentages de discriminations obtenus sont toujours de 100%.

### Résultats obtenus avec la mise à la terre de 40 $\Omega$

Cette deuxième mise à la terre impédante, confirme la portabilité sur un départ urbain. En effet, les résultats montrés dans la Figure IV-12 sont trouvés à partir de la première itération, assurant 100% de discrimination correcte pour les deux protections. Le coefficient pour la protection PS est identique avec celui trouvé pour le réseau rural, cependant le coefficient trouvé pour la protection MR diffère. On conclut donc aussi pour la mise à la terre de 40  $\Omega$  que le choix d'un coefficient optimisé qui assure le maximum de cas de discrimination correcte est fait parmi plusieurs coefficients capables d'assurer ces performances.

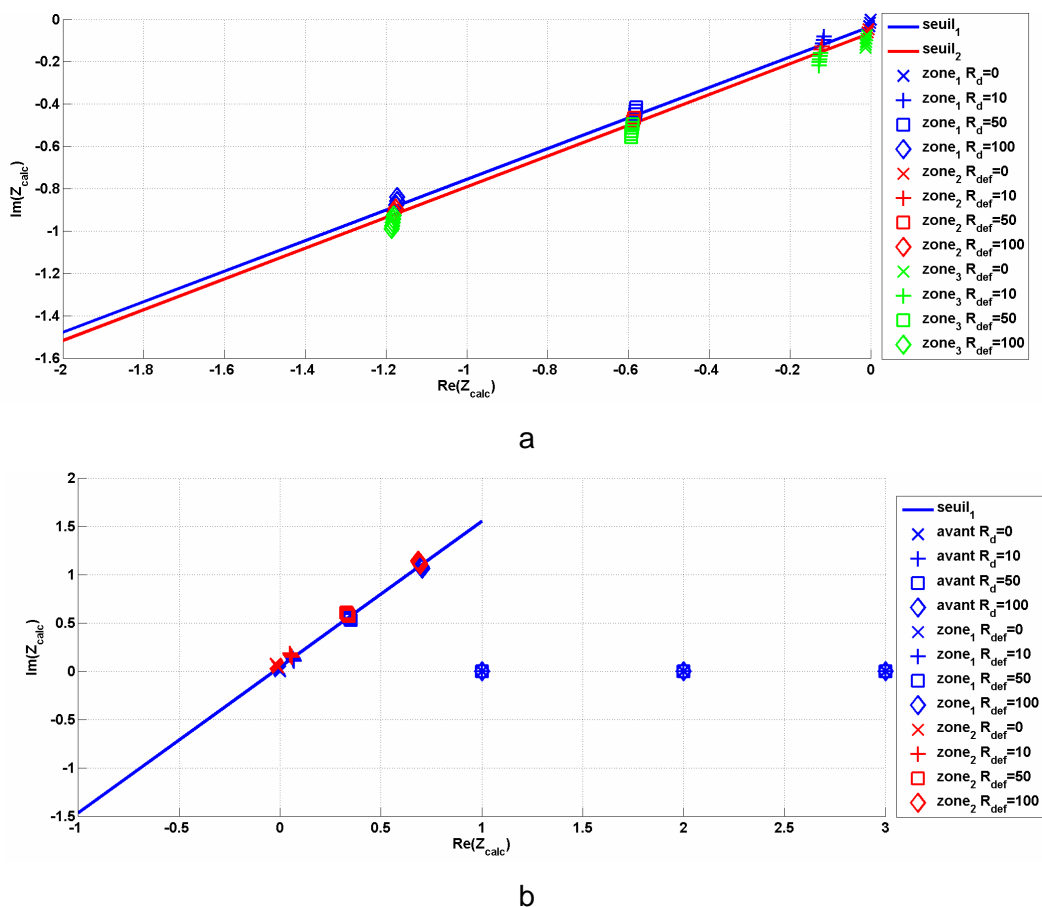


Figure IV-12 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ urbain avec une mise à la terre de 40  $\Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

On peut affirmer que sur ces deux cas des mises à la terre impédants la méthode est portable, et compatible avec ce genre de mise à la terre.

### Résultats obtenus avec le neutre parfaitement accordé (577||46 $\Omega$ )

Les résultats obtenus avec cette mise à la terre, Figure IV-13, sont complètement différents de ceux obtenus pour le réseau rural. Les valeurs des coefficients ne se trouvent pas dans le

même quadrant complexe. Après trois itérations, ces coefficients assurent 99,1 % de discrimination correcte par la protection PS (98,6 % sur le seuil<sub>1</sub> et 99,59 % sur le seuil<sub>2</sub>). La protection MR a un succès de 99,34 %.

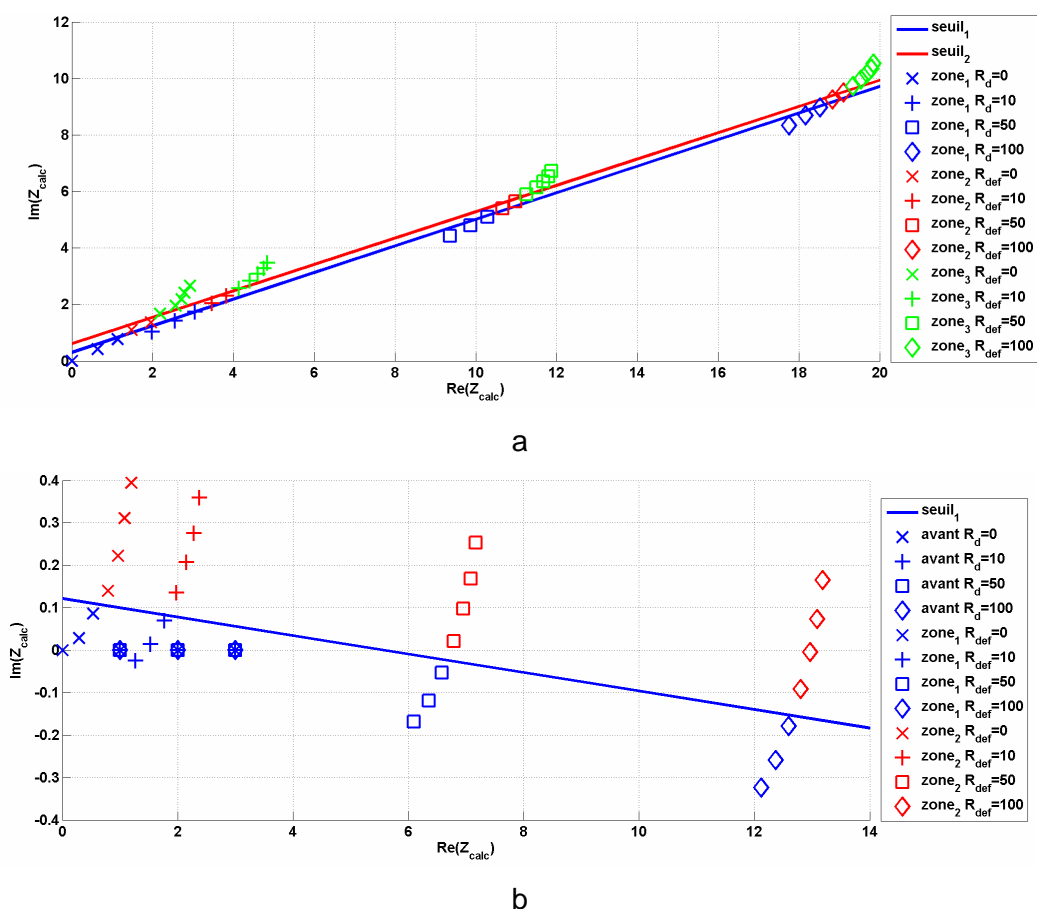


Figure IV-13 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ urbain avec une mise à la terre de  $577||51j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

La grande différence entre les impédances calculées par ces deux protections est la dispersion des valeurs. La première protection réussit à discriminer les défauts même si leurs impédances calculées associées sont très proches. Mais cette situation peut créer des problèmes lors de l'apport de la GED. Comme nous avons expliqué pour les premiers résultats des impédances calculées avec cette méthode, il est important d'avoir des valeurs les plus dispersées possibles afin de discriminer correctement avec deux demi-plans, même avec des perturbations futures. La protection MR, par contre, sera plus stable aux perturbations (erreurs de mesures, apport de GED et changements de réseau qui ne sont pas pris en compte par le réglage initial).

#### Résultats obtenus avec le neutre sur compensé ( $577||42 \Omega$ )

Pour le cas sur compensé, comme pour le réseau rural, la méthode a trouvé des coefficients et des seuils à partir de la première itération assurant un succès de discrimination correcte



de tous les défauts. Les deux protections ont des pourcentages de discrimination de 100 %, voir la Figure IV-14.

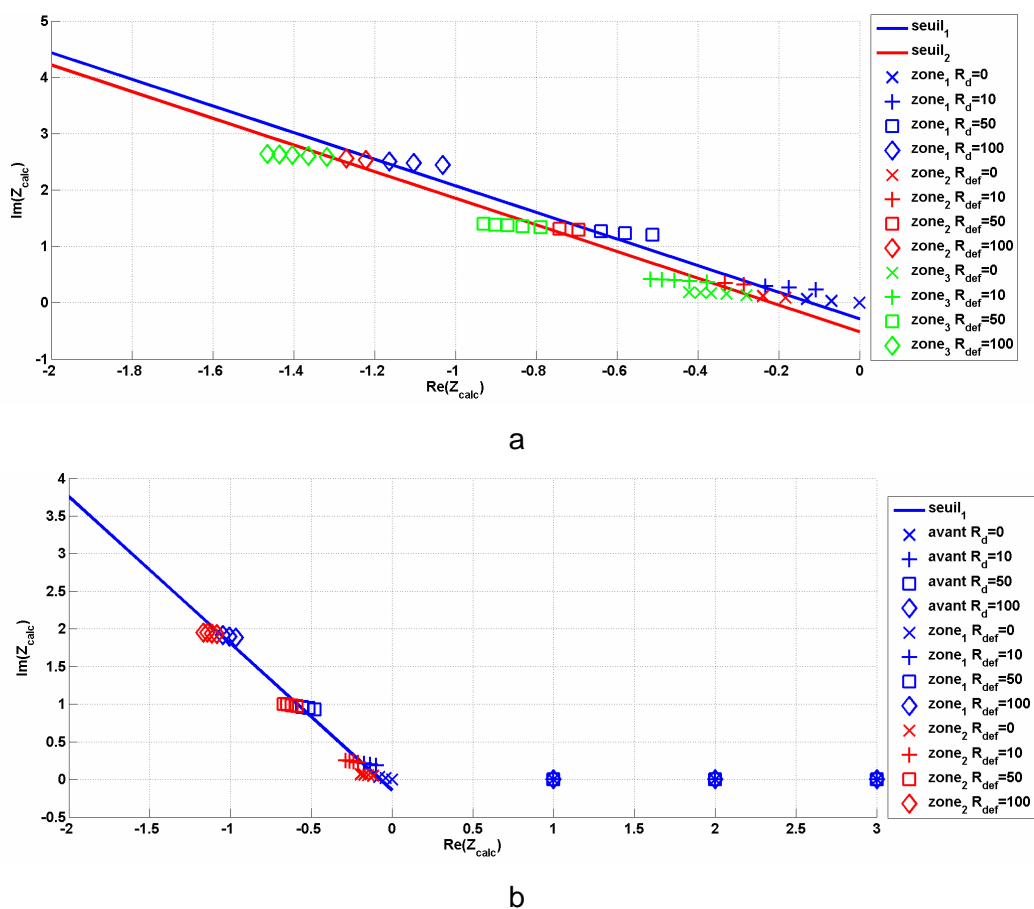


Figure IV-14 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ urbain avec une mise à la terre de  $577||42j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

Les deux protections sont capables de discriminer les défauts et le coefficient optimisé conduit à une répartition des valeurs assez dispersée, permettant une bonne discrimination lors des perturbations (décrites ci-dessus).

### Résultats obtenus avec le neutre sous compensé ( $577||51 \Omega$ )

Ce cas de sous compensation conduisait aux pourcentages de discrimination correcte mais assez faibles pour le réseau rural. Les résultats obtenus pour le réseau urbain, présentés dans la Figure IV-15, sont encore moins performants.

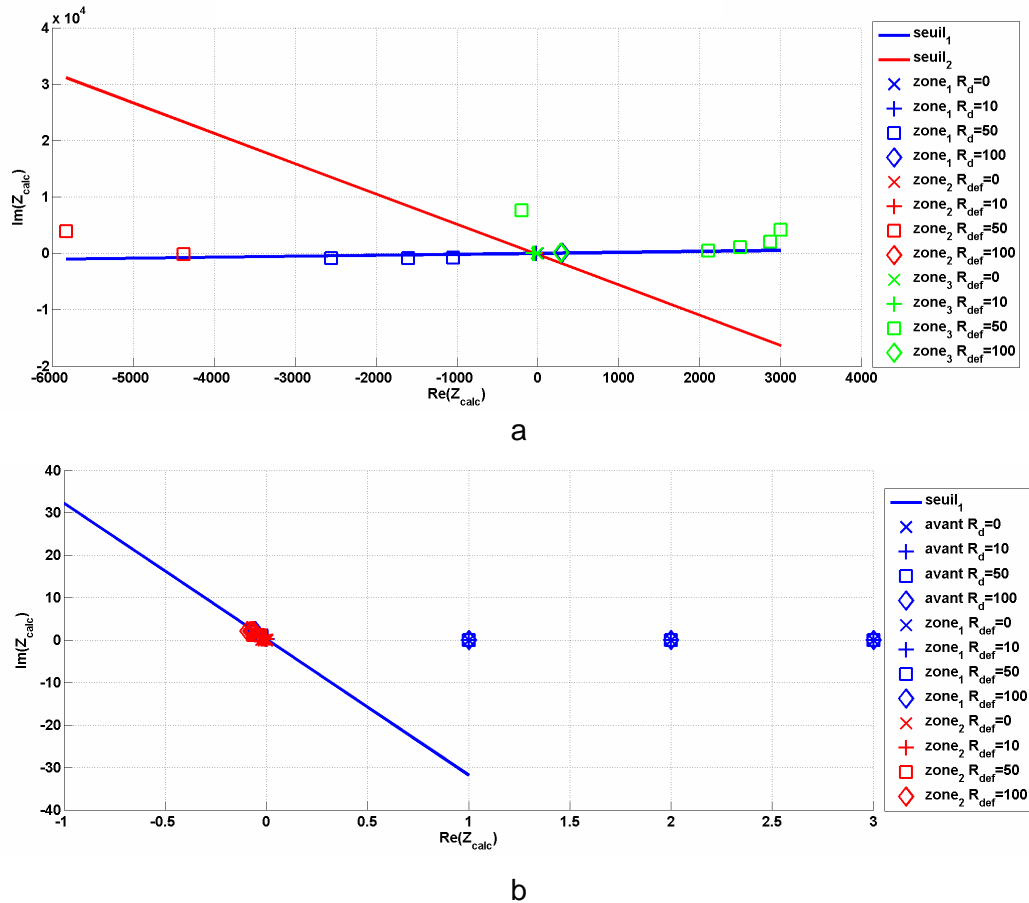


Figure IV-15 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ urbain avec une mise à la terre de  $577||56j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

La difficulté de discrimination des défauts pour ce cas est montrée dans la Figure IV-15 par l'impossibilité de trouver des seuils qui ne se croisent pas dans le domaine de valeurs d'impédance calculées. Les seuils non croisés garantissent théoriquement des zones bien discriminées entre elles. Il n'y a pas de problème lorsqu'ils se croisent, car la discrimination est fait en deux pas : la discrimination par rapport au  $seuil_1$  et si le défaut est « vu » en dehors de la première zone, ensuite la discrimination par rapport au  $seuil_2$ . Mais le fait qu'ils se croisent (dans la zone d'existence des valeurs calculées) montre que la solution la plus discriminante n'est pas potentiellement très performante. D'ailleurs, les pourcentages obtenus sont de 86,14 % (de 91,26 % pour le  $seuil_1$  et de 81,02 % pour le  $seuil_2$ ) pour la protection PS et de 89,76 % pour la protection MR. Mais la répartition, en complexe, des valeurs d'impédance calculées par la protection PS impose des seuils sensibles aux variations d'impédances importantes suite aux perturbations. On ne s'attend pas à de bons résultats pour le cas de présence d'une GED.

### 3.2.2 Conclusions sur les réglages trouvés pour le cas urbain sans GED

Tous les défauts ont été correctement discriminés sur le réseau avec les neutres impédants (les cas les plus importants). Cette vérification tend à prouver la portabilité facile de la méthode sur d'autres réseaux, même urbains. Par contre, l'application sur le réseau urbain avec le neutre compensé est plus difficile que sur le réseau rural comme on peut le voir avec le cas du neutre sous compensé.

### 3.3 Réseau étudié avec GED – vérification de la robustesse

Cette analyse a été faite afin de vérifier la robustesse de la méthode aussi sur un départ urbain. De plus, l'analyse présente les évolutions des impédances calculées apportées par la présence de la GED sur un autre départ de type urbain. L'Annexe 25 présente tous les résultats des impédances calculées pour le cas avec GED et la comparaison par rapport aux cas sans GED (pour lesquels les seuils ont été calculés).

#### 3.3.1 Résultats obtenus avec GED

Comme nous l'avons déjà vu pour le départ précédent, la présence de la GED sur ce départ urbain influence les impédances calculées et donc les discriminations de défauts. L'analyse est présentée pour chaque mise à la terre.

#### Résultats obtenus avec la mise à la terre de $12+12j \Omega$

Les résultats de défauts mal discriminés sont présentés dans la Figure IV-16.

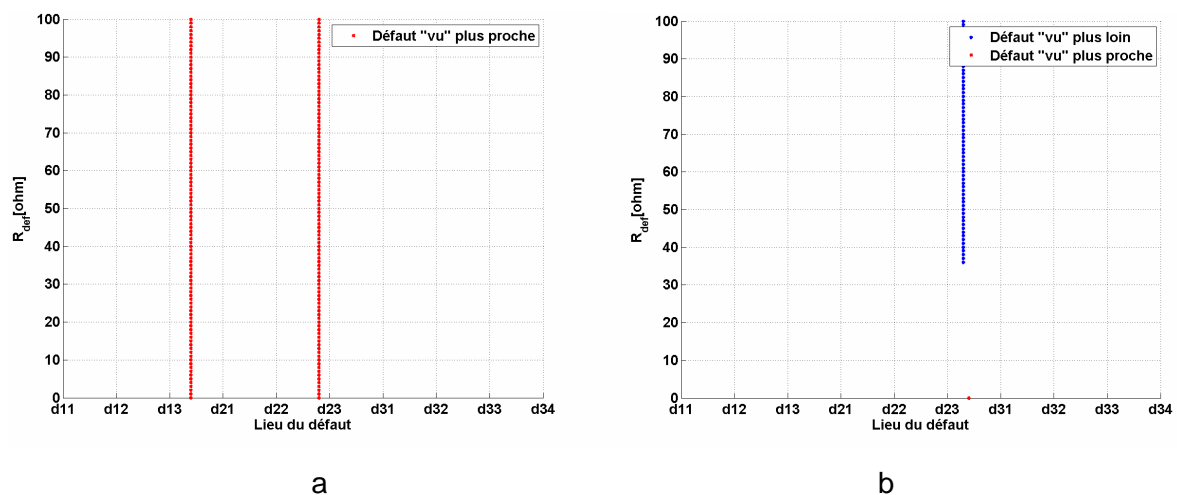


Figure IV-16 Les défauts mal discriminés sur le départ urbain avec  $Z_{malt}=12+12j \Omega$ , cas avec GED :

a - par la protection PS ; b - par la protection MR

La protection PS discrimine mieux les défauts que dans le cas du réseau rural avec GED, 92,42 %. Il n'y a que deux lieux au lieu de trois qui sont mal discriminés (pour toutes les

résistances de défaut). La protection MR a quasiment les mêmes défauts mal discriminés (avec 92,83 % de succès de discrimination correcte). Donc, par rapport au cas sans GED, les performances sont réduites de 1,1 % (1,1 % sur les seuil<sub>1</sub> et seuil<sub>2</sub>) pour la protection PS et avec 0,65 % pour la protection MR.

Les variations des impédances calculées sont de -0,01 % sur la partie réelle et de -0,32 % sur la partie imaginaire pour la protection PS. La protection MR a des variations maximales de 0,12 % en partie réelle et de -0,1 % en partie imaginaire. Ces petites variations ont permis la performance élevée et l'absence de cas de doubles déclenchements.

En conclusion, même pour un réseau urbain, l'application du plan de protection sur la mise à la terre de 12+12j  $\Omega$  ne pose pas de problèmes significatifs.

### Résultats obtenus avec la mise à la terre de 40 $\Omega$

Ce cas de mise à la terre impédant ne diffère pas trop du cas précédent. Ce fait est prouvé par des pourcentages diminués de 1,06 % pour la protection PS (1,02 % par le seuil<sub>1</sub> et 1,1 % par le seuil<sub>2</sub>) et de 0,61 % pour la protection MR. La Figure IV-17 montre ces performances.

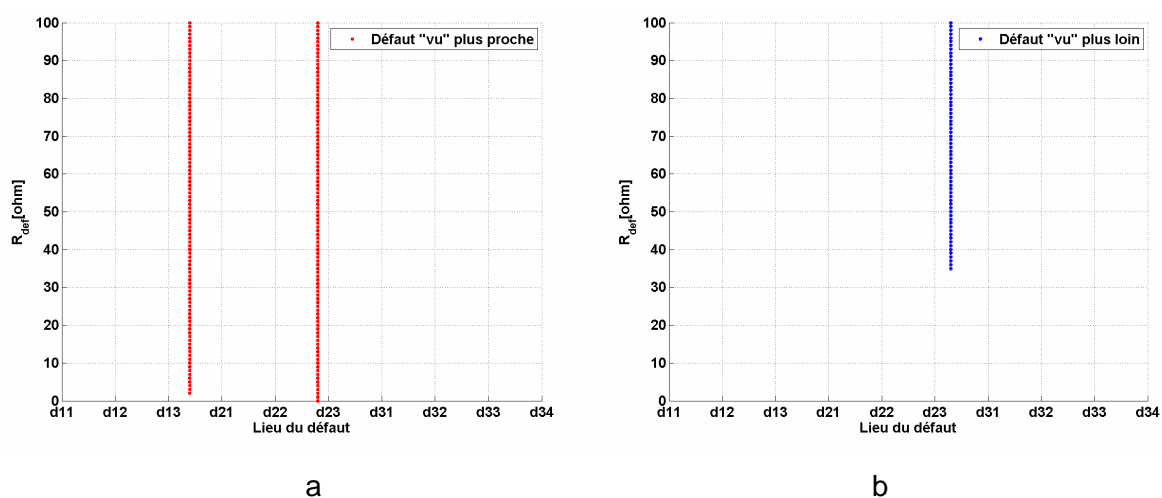


Figure IV-17 Les défauts mal discriminés sur le départ urbain avec  $Z_{malt}=40 \Omega$ , cas avec GED :

a - par la protection PS ; b - par la protection MR

Dans ce cas, les variations sont faibles : la protection PS est réduite de -0,11 % en partie réelle et -0,35 % en partie imaginaire ; la protection MR de 0,07 % en partie réelle et -0,13 % en partie imaginaire. Mais ce n'est pas ces petites valeurs qui ont favorisé la performance plus élevée que la mise à la terre de 12+12j  $\Omega$ . C'est surtout la discrimination correcte de quelques défauts peu résistifs en plus par rapport à ceux mal discriminés dans l'autre cas de mise à la terre.

Aucun cas de double déclenchement n'existe dans ce cas.

### Résultats obtenus avec le neutre compensé

Nous rappelons que ces cas de neutre compensé ont été étudiés même si sur les réseaux urbains, ils ne sont pas applicables. Les résultats ne sont pas aussi performants que pour le réseau rural.

### Résultats obtenus avec le neutre parfaitement accordé ( $577||46j \Omega$ )

Le pourcentage est beaucoup diminué pour la protection PS, avec 24,45 % de diminution. La protection MR a une diminution de seulement 5,23 %. Le coefficient choisi pour la protection PS n'a pas permis une discrimination correcte lors de l'apport de la GED (Figure IV-18).

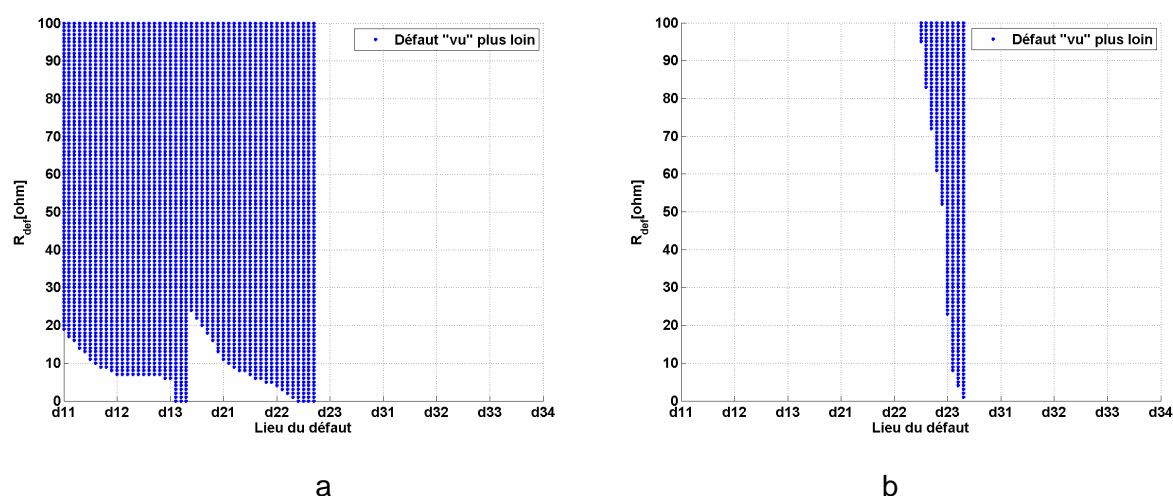


Figure IV-18 Les défauts mal discriminés sur le départ urbain avec  $Z_{malt}=577||46j \Omega$ , cas avec GED :  
a - par la protection PS ; b - par la protection MR

Les défauts ont des variations de l'impédance calculée par la protection PS avec un maximum de -4,18 % pour la partie réelle et -15,48 % pour la partie imaginaire. La protection MR discrimine les défauts qui ont des variations de -5,26 % sur la partie réelle et de -11,84 % sur la partie imaginaire. On observe que les valeurs de variation pour la protection PS ne sont pas très élevées par rapport à celles de la protection MR. Pourtant, les performances obtenues par les protections sont très différentes. La cause est le cas de mise à la terre choisi pour ce réseau urbain qui ne permet pas une solution très performante et surtout robuste aux perturbations. Le coefficient  $k_0$  optimisé pour la protection PS a été moins robuste aux perturbations que celui de la protection MR. Tous les défauts sont « vus » plus loin et alors il n'y a pas de problèmes de doubles déclenchements.

### Résultats obtenus avec le neutre sur compensé ( $577||42j \Omega$ )

Ce cas de mise à la terre a permis des réglages bien robustes face aux perturbations de la GED. Les performances ne diminuent plus que de 1,75 % pour la protection PS et de 0,59 % pour la protection MR. Les défauts mal discriminés sont présentés dans la Figure IV-19.

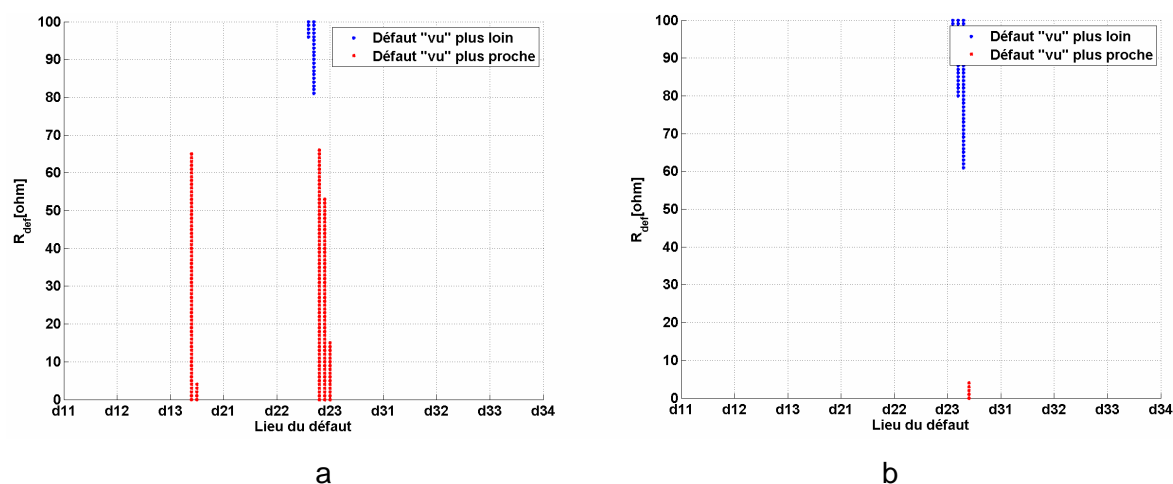


Figure IV-19 Les défauts mal discriminés sur le départ rural avec  $Z_{\text{malt}}=577||42j \Omega$ , cas avec GED :  
a - par la protection PS ; b - par la protection MR

Evidemment, les variations maximales sont petites : pour la protection PS, elles sont de - 0,6 % et 0,86 % sur les deux parties et pour la protection MR de -0,18 % (en réelle) et de 0,71 % (en imaginaire). Il n'existe aucun défaut conduisant à une double discrimination.

### Résultats obtenus avec le neutre sous compensé ( $577||51j \Omega$ )

Ce cas de neutre est le plus affecté par la présence de la GED. La performance diminue drastiquement avec 48,68 % et 23,83 % pour la protection PS et MR. On peut remarquer dans la Figure IV-20 qu'il n'y a pas beaucoup de défauts correctement discriminés. L'explication est évidente en analysant les pourcentages de variation maximale de -0,31 % (sur la partie réelle) et de 90,8 % (sur la partie imaginaire) pour la protection PS. Les impédances calculées, par la protection MR, varient de 12,83 % sur la partie réelle et de - 0,25 % sur la partie imaginaire.

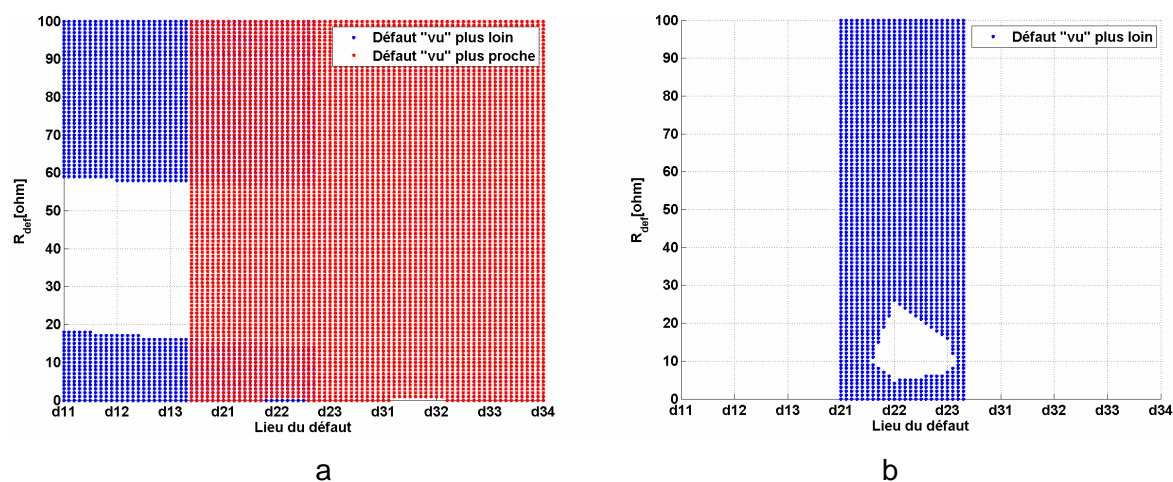


Figure IV-20 Les défauts mal discriminés sur le départ rural avec  $Z_{\text{malt}}=577||51j \Omega$ , cas avec GED :  
a - par la protection PS ; b - par la protection MR

Ce cas est le seul qui pose des problèmes de doubles déclenchements (3,3 %). La résistance du défaut fait fortement et non uniformément varier les impédances calculées. On alors retrouve des défauts de la même résistance (par exemple 10  $\Omega$ ) qui sont « vus » plus proches que des défauts qui ont eu lieu plus loin, et vice versa. Cette mauvaise interprétation est liée à la difficulté de trouver un coefficient  $k_0$  adapté au cas de neutre sous compensé, avec la méthodologie choisie. Dans le Tableau IV-5, nous résumons les variations maximales obtenues lors de la présence de la GED sur un départ urbain.

Tableau IV-5 Différences des impédances calculées, apportées par la GED –réseau urbain

	12+12j		40+0j		577   46j		577  51j		577  42j	
	réelle	imaginaire	réelle	imaginaire	réelle	imaginaire	réelle	imaginaire	réelle	imaginaire
PS	-0,01	-0,32	-0,11	-0,35	-4,18	-15,48	-0,31	90,80	-0,60	0,86
MR	0,12	-0,10	0,07	-0,13	-5,26	-11,84	12,83	-0,25	-0,18	0,71

Dans ce tableau, on observe toujours de faibles variations des impédances calculées pour les mises à la terre impédante. Par contre, les cas de neutre compensé apportent des variations plus importantes que pour le réseau rural et donc des performances réduites.

### 3.3.2 Conclusion sur les résultats obtenus avec GED

L'apport de la GED sur les mises à la terre utilisées actuellement, c'est-à-dire les mises à la terre du point neutre du transformateur par une impédance (RPN, BPN) est assez faible. Les autres mises à la terre de neutre compensé ne sont pas très robustes aux perturbations de la GED. Le moins robuste aux perturbations de la GED est le cas sous compensé.

## 4 Conclusions sur la robustesse et influence de la GED sur le plan de protection

En conclusion, la portabilité et la robustesse aux perturbations de la méthode 4 ont été analysées avec succès. La portabilité a été analysée sur un réseau urbain avec des câbles, et, pour les deux départs, nous avons montré que la méthode est plutôt robuste aux perturbations apportées par les GED. Les pourcentages sont encourageants mais il y a quelques cas de doubles déclenchements (4,46 % pour le départ rural et 0,66 % pour le réseau urbain). Les pourcentages de réussite sont, dans les cas étudiés, systématiquement diminués suite à l'insertion d'une GED. Nous avons rencontré les deux situations possibles lors de la présence de la GED : des impédances plus petites ou des impédances plus grandes (sur chacune de parties). Ces deux situations produisent de mauvaises discriminations : défaut « vu » plus proche ou plus loin. Afin d'éviter de discriminer plus précocement les défauts, il faut s'assurer que le coefficient optimisé tient compte de la tendance de variation des impédances calculées lors des GED (Annexe 22).

## CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES





## Conclusions

Les travaux menés pendant cette thèse ont abouti à la proposition d'une solution d'un plan de protection innovant pour les réseaux HTA radiaux à haute qualité d'alimentation. Le but de ce travail consistait à diminuer le temps des coupures brèves de consommateurs et producteurs distribués. Nous avons proposé un plan de protection qui repose sur des protections déployées en réseau. Ces protections permettent de diviser le réseau en zones plus petites. Un réseau, protégé par des zones plus petites, assure une continuité de fourniture de clients et de GED pendant le temps de manœuvre (dans le réseau protégé avant par des organes de manœuvre télécommandés) et/ou pendant le temps de réparation (dans le cas de réseau protégé par une seule protection en tête du départ).

Les protections déployées dans un réseau de distribution doivent être capables de détecter la présence d'un défaut et discriminer la zone en défaut la plus petite possible. La détection des défauts est déjà réalisée par des protections actuelles (installées en tête du départ), mais la discrimination de zones en défaut d'un réseau de distribution est plus complexe. Afin de trouver les grandeurs les plus adéquates pour ce genre de protection, une analyse sur les composantes symétriques a été faite. Pour les départs avec un neutre impédant, la grandeur choisie pour la détection d'un défaut est le courant (critère ampèremétrique comme pour les protections déjà utilisées dans les départs HTA). Une mise à la terre du transformateur par un neutre compensé nécessite une protection wattmétrique homopolaire pour la détection de défauts. La grandeur la plus discriminante pour la sélectivité entre protections s'est avérée être l'impédance pour tous les cas de mise à la terre du neutre.

La complexité de discrimination sur un réseau de distribution est introduite par la nature hétérogène des conducteurs du réseau. Les réseaux électriques de distribution, ayant été conçus pour une alimentation unidirectionnelle (de postes sources vers les consommateurs) ont été dimensionnés de manière dégressive vers les clients, du point de vue des sections des conducteurs. Les variations des types de conducteurs et de leur section apportent une difficulté supplémentaire au processus de discrimination dans les réseaux de distribution par rapport aux réseaux de transport. Même si en France, depuis 1985 et afin d'augmenter la qualité de fourniture, les réseaux de distribution sont planifiés de manière bouclable (secours intra ou extra postes sources), les conducteurs de faible section entre les postes sont remplacés petit à petit. Malgré cette politique engagée, en France, il y a plus de 25 ans, ces réseaux restent très hétérogènes.

Nous avons proposé un plan de protection reposant sur des protections qui discriminent les zones en défaut en s'inspirant du fonctionnement des protections de distance. La principale différence réside dans la méthode permettant de régler la protection. Cette logique peut protéger un réseau de distribution en utilisant plusieurs protections et permet d'utiliser plus de protections que la limite associée à l'empilement des temporisations de protections en séries à temps indépendants. La méthode proposée pour la discrimination assure des performances de discrimination d'environ 100 % sur les réseaux étudiés (urbain et rural) sans GED. En fonction de la taille et de la position des GED installées, les performances diminuent seulement de quelques pourcents. La présence de la GED, en fonction des réglages imposés aux protections, peut faire que quelques défauts pourraient être éliminés par deux protections simultanément (inférieur à 5% dans nos études). Le défaut est donc isolé dans une zone plus grande que celle prévue et plus de consommateurs et de producteurs sont alors déconnectés. Ce double déclenchement introduira des incertitudes pour la procédure de réparation qui va suivre.

Nous avons proposé aussi une optimisation de la méthode, adaptée aux réseaux avec insertion fréquente de la GED. Cette proposition permet d'éviter les cas de déclenchements doubles et donc le seul inconvénient est le temps d'isolation de défaut qui peut être légèrement plus long. Tous les défauts ont été détectés, discriminés et isolés par des protections dans la zone la plus petite possible. Des performances inférieures à 100% traduisent des défauts aussi détectés et isolés dans la zone la plus petite possible, mais temporisés plus que nécessaire.

Les simulations ont été faites sur les réseaux urbain et rural avec des mises à la terre impédantes ( $12 + 12j \Omega$  et  $40 \Omega$ ) et le neutre compensé. Les réglages ont été revalidés dans le cas du neutre compensé pour les valeurs extrémales d'impédance de désaccord du neutre.

La mise en œuvre de la méthode nécessite une simulation pour chaque configuration du réseau en utilisant les données du réseau (caractéristiques de conducteurs, sens d'alimentation et position des protections déployées). Elle nécessite aussi un processus d'optimisation pour établir le meilleur réglage possible. Les réglages introduits dans les protections comportent un coefficient de calcul de l'impédance et les seuils discriminants pour chaque configuration. Une communication lente est nécessaire pour informer les protections lors d'une reconfiguration du réseau (même du changement d'accord du neutre compensé).

## Perspectives

Afin de démontrer que la méthode est plus robuste et plus portable, des simulations sur plusieurs cas de réseaux de distribution pourraient être prévues. Pour les cas de neutre compensé, une autre optimisation de la méthode pourrait être envisagée : des réglages qui seraient valables pour des courants d'accord de  $\pm 10$  A.

Des communications rapides peuvent accélérer le fonctionnement de la chaîne de protection. Ceci devrait permettre de réduire le pourcentage de discriminations « retardées ». Une sélectivité logique peut être envisagée dans cette perspective. Ces communications rapides permettent l'échange d'information entre protections sur le piquage interne (consommation) à la zone, ou de la présence de GED.

Des optimisation du temps de calcul (autre méthode que le gridding) et de la convergence (vers l'optimum global grâce à des algorithmes métha-heuristiques) des réglages pourraient être envisagées.

Une discrimination avec des seuils non linéaires pourrait être meilleure, potentiellement pour la discrimination, que les fonctions affines proposées dans ces travaux. La robustesse vis-à-vis de l'insertion de GED resterait à déterminer.

D'autres méthodes, qui reposent sur le calcul de l'impédance, pourraient être analysées (discrimination en utilisant des équations différentielles pour calculer les impédances de défaut et de ligne).

Enfin, des applications pour les défauts polyphasés pourraient être développées.



## BIBLIOGRAPHIE



## Bibliographie

- [Als-11] Alstom « Network Protection & Automation Guide » - 2011
- [Alv-09] Alvarez M. et al « Architectures de s réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée », Thèse de doctorat de Grenoble INP, 10 décembre 2009
- [Bon-97] Bonnans J.F. et al « Optimisation numérique », INRIA, Springer, Berlin, 1997, ISBN 3-540-63183-6
- [Cai-02] Caire R. et al « Permanent short circuit current modification of low voltages distributed generation on distribution network », IEE 37th International Universities Power Engineering Conference UPEC 2002, 9-11 September 2002, Staffordshire, United Kingdom
- [Cai-04] Caire R. « Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat de Grenoble-INP, 2 avril 2004
- [Can-00] Canard J. « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », Thèse de doctorat du Grenoble INP, 12 décembre 2000
- [Cei-08] Norme intentionnelle : CEI 60909-2 - Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations - Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif, 2008
- [Cha-05] Chaitusaney S. et al « Impact of protection coordination on sizes of several distributed generation sources » Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005.
- [Cha-09] Chanelière J.L. « Protection des réseaux de transport et de répartition contre les courts- circuits et les défauts d'isolement », Technique d'ingénieur, référence D4801, 10 nov. 2009
- [Cir-03] Lehtonen M. et al « Fault Management in Electrical Distribution Systems – Appendix A », Final report of the CIREN Working Group WG03 Fault Management, 2003
- [Cou-00] Coury D. et al « Agent technology applied to adaptive relay setting for multi-terminal lines » Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE
- [Cre-10] CRE - Rapport sur la « qualité de l'électricité » - Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité - Octobre 2010
- [Cri-06] CRISP consortium « D3.3: Final report on field experiments and tests », European Project STREP FP6, <http://crisp.ecn.nl/deliverables/D3.3.pdf>, 7 Juin 2006
- [Dec-08] Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité
- [Doy-02] Doyle M. « Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection », Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE



- [Ena-07] Enacheanu B. et al « Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution », Thèse de doctorat du Grenoble INP, 26 octobre 2007
- [Erd-11] Documentation technique de référence ERDF : [http://www.erdfdistribution.fr/Documentation\\_technique\\_de\\_reference](http://www.erdfdistribution.fr/Documentation_technique_de_reference) page accédé le 30 juin 2011
- [Gel-06] Geldtmeijer D. et al « Transient short-circuit behaviour of distributed energy sources and their influence on protection coordination » Universities Power Engineering Conference, 2006. UPEC '06. Proceedings of the 41st International
- [Int-08-1] INTEGRAL consortium « D2.1: High-level specification of the functionalities for novel electricity distribution grid control », European Project STREP FP6, [http://www.integral-eu.com/fileadmin/user\\_upload/downloads/D2.1\\_final.pdf](http://www.integral-eu.com/fileadmin/user_upload/downloads/D2.1_final.pdf), 17 septembre 2008
- [Int-08-2] INTEGRAL consortium « D2.2: Guidelines for practical algorithm implementation », European Project STREP FP6, [http://www.integral-eu.com/fileadmin/user\\_upload/downloads/D2.2\\_final.PDF](http://www.integral-eu.com/fileadmin/user_upload/downloads/D2.2_final.PDF), 22 septembre 2008
- [Jag-04] Jager J. et al « New protection co-ordination methods in the presence of distributed generation », Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference
- [Kau-04] Kauhaniemi K. et al « Impact of distributed generation on the protection of distribution networks », Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference
- [Nfc-01] Norme française : NF C13-100 - Postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment + F1, 04-2001
- [Nfc-76] Norme française : NF C34-125 - Conducteurs homogènes en alliage d'aluminium, 09 – 1976
- [Nfc-94] Norme française : NF C13-205 - Installations électriques à haute tension, 07-1994
- [Pen-06] Penkov D. « Localisation de défauts dans les réseaux HTA en présence de génération d'énergie dispersée », Thèse de doctorat du Grenoble INP, 15 septembre 2006
- [Pel-07] Le pelleter E. « Outil d'électronique de puissance pour le maillage / bouclage des réseaux de distribution : application au contrôle des flux de puissance et la limitation des courants de court-circuit » », Thèse de doctorat du Grenoble INP, 26 octobre 2007
- [Per-84] Persoz H. « La planification des réseaux », Editions Eyrolles, 1984
- [Pha-05] Pham C. « "Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée », Thèse de doctorat du Grenoble INP, 19 septembre 2005
- [Pha-99] Arun G. « Handbook of Electrical Engineering Calculations » 1999
- [Pin-98] Pinel J. et al « Protection contre les perturbations - Origines des perturbations » Technique d'ingénieur, référence D5170, 10 avr. 1998
- [Pre-98] Prévé C. « Protection des réseaux électriques », Hermès Paris 1998

- [Ram-06] Rami G. « Contrôle De Tension Auto Adaptatif Pour Des Productions Décentralisées D'énergies Connectées Au Réseau Electrique De Distribution », Thèse de doctorat du Grenoble INP, 9 Novembre 2006
- [Ray-02] Raymongue J. «La localisation des défauts sur les réseaux HTA – Pourquoi ?, Comment ?» EDF R&D, HR-44/02/016/A 20 mars 2002
- [Ric-06] Richardot O. « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée », Thèse de doctorat du Grenoble INP, 10 octobre 2006
- [San-11] S&C Electric Company [www.sandc.com](http://www.sandc.com), 2011
- [Sei-01] Schneider Electric Industries - Guide de conception des réseaux électriques industriels
- [Sei-08] Schneider Electric Industries - Protection des réseaux électriques - Guide de la protection
- [Sei-98] Schneider Electric Industries CT 178 - Cahier technique « Les schémas des liaisons à la terre dans le monde et évolutions », 1998
- [Sic-01] Caractéristiques des lignes aériennes HTA SICAE OISE- [www.sicae-oise.fr](http://www.sicae-oise.fr)
- [Wan-05] Wan H. et al « An Multi-Agent Approach to Protection Relay Coordination with Distributed Generators in Industrial Power Distribution », Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005.



## ANNEXES

## Sommaire des annexes

Annexe 1 : Les différents types de la mise à la terre du neutre .....	179
Annexe 2 : Nomenclature de fonctions de protection .....	190
Annexe 3 : Le fonctionnement de la protection ampèremétrique à maximum de courant phase.....	193
Annexe 4 : Le fonctionnement de la protection ampèremétrique à maximum de courant terre .....	195
Annexe 5 : Réglage des protections d'une arrivée .....	197
Annexe 6 : L'analyse électrotechnique pour les défauts polyphasés .....	198
Annexe 7 : Le réseau – les types et caractéristiques des conducteurs .....	215
Annexe 8 : Le réseau – Les caractéristiques de charges .....	218
Annexe 9 : Les variations de grandeurs vérifiées avec Mathcad – défaut triphasé, biphasé isolé, biphasé terre et monophasé.....	220
Annexe 10 : La dépendance de l'impédance calculée à la résistance du défaut .....	228
Annexe 11 : Les performances obtenues avec des différents $k_0$ .....	230
Annexe 12 : Les cas de positionnements possibles pour les valeurs d'impédance calculée. Calcul de discrimination en utilisant la méthode 4 avec les seuils en deux dimensions.....	231
Annexe 13 : Les formules de calcul du pourcentage de discrimination correcte .....	237
Annexe 14 : Résultats pour le cas de mise à la terre de 40 $\Omega$ – méthodes 1, 2 et 3 .....	239
Annexe 15 : Calcul de l'impédance de mise à la terre pour le neutre compensé .....	242
Annexe 16 : Exemple de résultat obtenu en utilisant la méthode 3 .....	244
Annexe 17 : Les coefficients $k_0$ et les pourcentages obtenus avec la méthode 3 et la méthode 4 ....	246
Annexe 18 : Les comparaisons de succès de discrimination entre les trois méthodes reposant sur les seuils fixes .....	247
Annexe 19 : Les résultats obtenus dans l'étude des déclenchements doubles.....	249
Annexe 20 : Résultats obtenus sur le réseau rural avec GED.....	255
Annexe 21 : Les doubles déclenchements sur le réseau rural .....	260
Annexe 22 : Plan de protection qui prend en compte de l'apport des GED.....	262
Annexe 23 : Impact sur le plan de protection du dimensionnement et du positionnement de la GED	265
Annexe 24 Le réseau – Caractéristiques de départ urbain.....	267
Annexe 25 : Les résultats obtenus sur le réseau urbain avec GED .....	269

## Annexe 1 : Les différents types de la mise à la terre du neutre

Nous présentons les caractéristiques de types de régimes de neutre dans le Tableau A-1, et ensuite nous décrivons chaque type.

Tableau A-1. Caractéristiques pour différents types de neutre

	Neutre isolé	Neutre mis à la terre par impédance de compensation	Neutre mis à la terre par impédance limitatrice	Neutre mis à la terre directement	Neutre mis à la terre directement et distribué
Courant de défaut	Inférieur à 30 A	Inférieur à q.q.dizaines d'A	Quelques centaines d'A	Quelques milliers d'A	Quelques milliers d'A
Type de réseaux HTA	Réseaux HTA avec courant capacitif résiduel inférieur à 30 A : réseaux de câbles courts (longueur globale < 10 km) réseaux uniquement aériens	Tous types de réseaux HTA	Tous types de réseaux HTA Condition : Prises de terre correctes	Tous types de réseaux HTA Condition : Bonnes prises de terre	Tous types de réseaux HTA
Maîtrise des surtensions et perturbations induites	Bonne si I défaut < 30 A	Bonne à excellente	Moyenne	Mauvaise	Bonne si neutre distribuée

### Neutre isolé

#### ❖ Schéma de principe

Il n'existe aucune liaison électrique intentionnelle entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.

#### ❖ Technique d'exploitation

Dans ce cas, un défaut phase-terre ne provoque qu'un faible courant par l'intermédiaire des capacités phase-terre des phases saines (Figure A-1).

On démontre que  $I_{k1} = 3 \cdot C \cdot \omega \cdot V$

- $V$  étant la tension simple,
- $C$  la capacité d'une phase par rapport à la terre,
- $\omega$  la pulsation du réseau avec  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$

Le courant de défaut  $I_{k1}$  est faible. Il ne dépasse pas quelques ampères (par exemple, un câble unipolaire 6 kV de 150 mm<sup>2</sup> de section isolé au PRC dont la capacité est de 0,63 mF/km va avoir environ 2 A/km). Par conséquent, il n'est pas nécessaire de l'éliminer, et on

maintient la continuité de service (en Grande Bretagne, Irlande, Japon, Allemagne, Italie [Sei-98]). Si un deuxième défaut intervient, il faut alors l'éliminer.

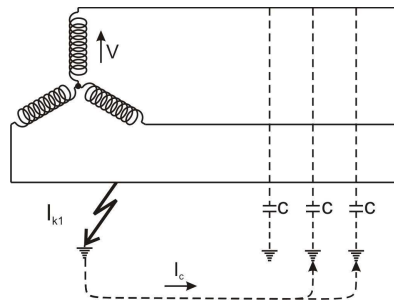


Figure A-1 Courant de défaut capacitif sur réseau isolé

Mais ceci entraîne les conséquences suivantes :

- l'isolement doit être surveillé en permanence, et un défaut non encore éliminé doit être obligatoirement signalé par un contrôleur permanent d'isolement (CPI) ou par une protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59N) (Figure A-2),
- la recherche ultérieure du défaut exige d'une part un appareillage d'autant plus complexe qu'il est automatique, pour permettre une identification rapide du départ en défaut, et d'autre part un service d'entretien qualifié pour l'exploiter,
- au cas où le premier défaut n'est pas éliminé, un deuxième défaut survenant sur une autre phase va provoquer un véritable court-circuit biphasé par la terre, lequel sera éliminé par les protections de phase.

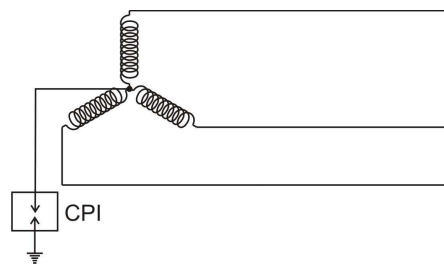


Figure A-2 Contrôleur permanent d'isolement

#### ❖ Protection

La détection du départ en défaut peut se faire par l'emploi d'une protection à maximum de courant terre directionnelle (ANSI 67N) (Figure A-3).

Le schéma montre que la discrimination se fait par comparaison de l'angle de déphasage entre la tension résiduelle et les courants résiduels, d'une part du départ en défaut et d'autre part de chaque départ sain. Normalement, le courant résiduel est nul. Il est la somme de courants de phase.  $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$ . Pendant le défaut, des courants capacitifs créés par les autres lignes, qui sont alimentées au même jeu de barres, peuvent être détectés passant par les transformateurs de courant des départs. Ces courants capacitifs arrivent par les

départs sains vers le jeu de barres, ils se rassemblent autour de jeu de barres et ils passent ensemble par le départ en défaut vers le défaut (Figure A-3).

La mesure du courant s'effectue par un tore et le seuil de déclenchement est réglé :

- pour ne pas déclencher intempestivement,
- à une valeur inférieure à la somme des courants capacitifs de tous les autres départs.

Il s'en suit une difficulté de détection pour les réseaux peu étendus de quelques centaines de mètres de câble.

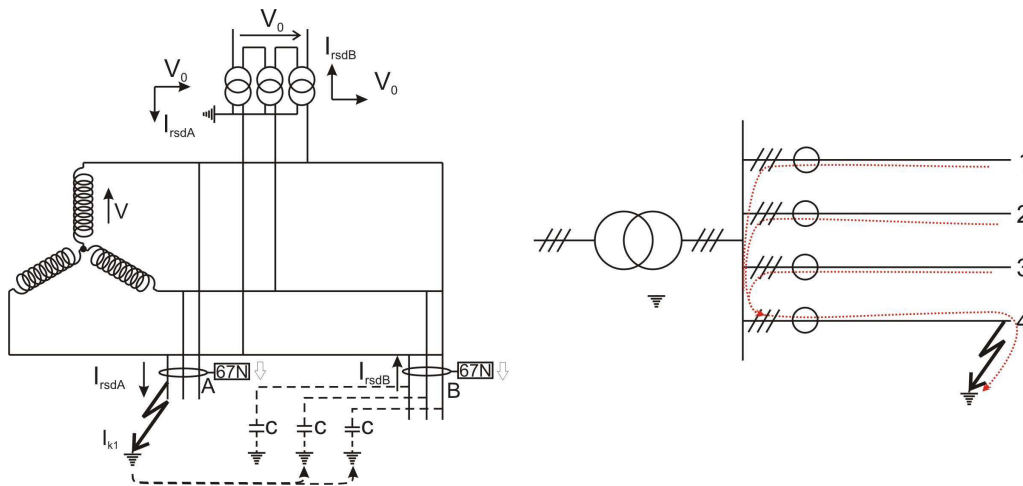


Figure A-3 Détection par maximum de courant terre directionnelle

❖ **Avantage**

Grâce aux faibles valeurs du courant lors d'un premier défaut, le réseau pourra fonctionner même pendant le défaut. C'est le deuxième défaut qui nécessitera une coupure.

### Inconvénients

- La non-élimination des surtensions transitoires par écoulement à la terre est un handicap majeur si elles sont élevées.
- De plus, en cas de mise à la terre d'une phase, les autres se trouvent portées à la tension composée ( $U = \sqrt{3} V$ ) par rapport à la terre. Ceci renforce la probabilité d'un second défaut. Le coût d'isolement est plus élevé car la tension composée reste appliquée entre phase et terre pendant une durée qui peut être longue puisqu'il n'y a pas de déclenchement automatique lors du premier défaut.
- La surveillance de l'isolement est obligatoire, avec signalisation du premier défaut (sans action de déclenchement).
- Un service entretien équipé du matériel adéquat pour la recherche rapide du premier défaut d'isolement est nécessaire.
- La mise en oeuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.
- Il y a des risques de surtensions créées par ferrorésonance.



### ❖ Applications

C'est une solution souvent utilisée pour les réseaux industriels (sous 15 kV) nécessitant la continuité de service.

En distribution publique, cette solution se retrouve en Espagne, Italie et Japon.

### Mise à la terre par résistance

#### ❖ Schéma de principe

Une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre, Figure A-4.

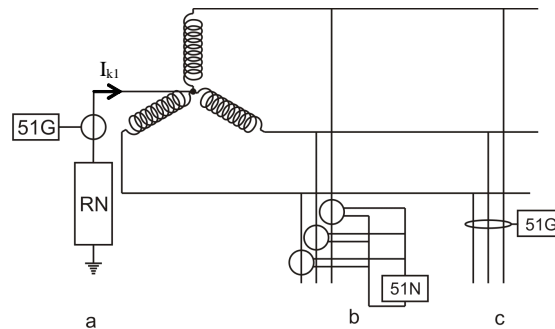


Figure A-4 Solutions de protection terre

#### ❖ Technique d'exploitation

Dans ce type de schéma, l'impédance résistive limite le courant de défaut à la terre ( $I_{k1}$  sur le schéma), tout en permettant un bon écoulement des surtensions. Mais, par conséquent, des protections doivent intervenir automatiquement pour éliminer le premier défaut. Dans les réseaux alimentant des machines tournantes, la valeur de la résistance est déterminée pour obtenir un courant  $I_{k1}$  de 15 à 50 A. Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs plus élevées (100 A à 300 A) plus faciles à détecter et permettant l'écoulement des impulsions de foudre.

#### ❖ Protection

La détection d'un courant de défaut  $I_{k1}$  faible nécessite des protections différentes de celles sur les phases (Figure A-4). Ces protections "de terre" détectent le courant de défaut :

- soit directement dans la liaison du neutre à la terre (Figure A-4 a),
- soit dans le réseau en mesurant la somme vectorielle des 3 courants de phase en utilisant :
  - 3 capteurs de courant de phase alimentant les protections (Figure A-4 b),
  - un tore : mesure précise à utiliser de préférence (Figure A-4 c).

Le réglage du seuil se fait en fonction du courant de défaut  $I_{k1}$  calculé en négligeant les impédances homopolaires de source et de liaison par rapport à l'impédance RN et en tenant compte de 2 règles :

- réglage  $> 1,3$  fois  $I$  capacitif du réseau en aval de la protection,
- réglage de l'ordre de 10 à 20 % du courant maximum de défaut à la terre.

De plus, si la détection est réalisée par 3 transformateurs de courant (TC), le réglage se situe, compte tenu des technologies actuelles, dans une fourchette de 5 à 30 % du calibre des TC pour tenir compte de l'incertitude liée :

- à l'asymétrie des courants transitoires,
- à la saturation des TC,
- à la dispersion des performances.

#### ❖ Avantages

- Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées.
- Il n'exige pas l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement entre phase et terre dimensionné pour la tension composée.
- Les protections sont simples, sélectives et le courant est limité.

#### ❖ Inconvénients

- La continuité de service du départ en défaut est dégradée ; en effet, en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut).
- Le coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension et le courant limité.

#### ❖ Réalisation de la mise à la terre du point neutre

- Si le neutre du réseau est accessible (existence d'enroulements couplés en étoile avec neutre sorti), la résistance de mise à la terre peut être branchée, soit entre neutre et terre (Figure A-5), soit par l'intermédiaire d'un transformateur monophasé chargé au secondaire par une résistance équivalente (Figure A-6).
- Lorsque le neutre n'est pas accessible (enroulement en triangle) ou lorsque l'étude du plan de protection en démontre l'intérêt, on réalise un point neutre artificiel par un générateur homopolaire raccordé sur le jeu de barres ; il est réalisé avec un transformateur spécial à très faible réactance homopolaire :
  - transformateur étoile triangle dont le neutre primaire est directement mis à la terre, et le triangle fermé sur résistance de limitation (isolement BT, donc solution la moins onéreuse) (Figure A-7 a),
  - transformateur étoile triangle avec résistance de limitation (isolement HT) entre le point neutre du primaire et la terre, et triangle fermé sur lui-même ; cette solution est moins utilisée (Figure A-7 b).

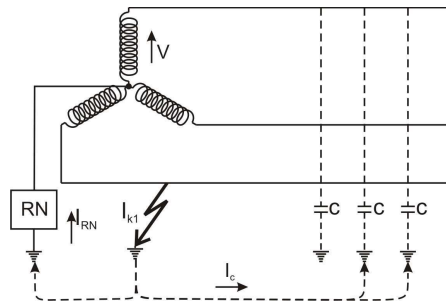


Figure A-5 Réalisations de mise à la terre pour neutre accessible : résistance entre neutre et terre

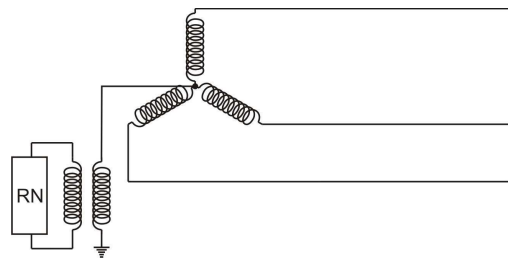


Figure A-6 Réalisations de mise à la terre pour neutre accessible : résistance au secondaire d'un transformateur monophasé

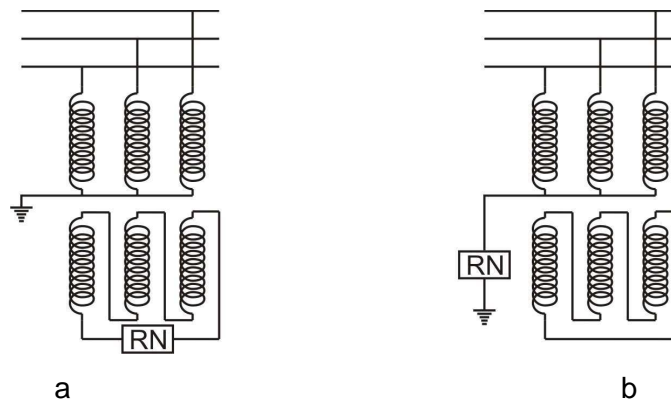


Figure A-7 Réalisations de mise à la terre pour neutre non accessible. Résistance de limitation  
a - au secondaire b - au primaire

#### ❖ Applications

Réseaux moyenne tension de distribution publique (France entre autres) et industrielle.

#### Mise à la terre par réactance faible

##### ❖ Schéma de principe

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 40 kV, on préfère utiliser une réactance plutôt qu'une résistance pour des raisons de difficulté de réalisation dues au dégagement de chaleur en cas de défaut (Figure A-8). [Sei-08]

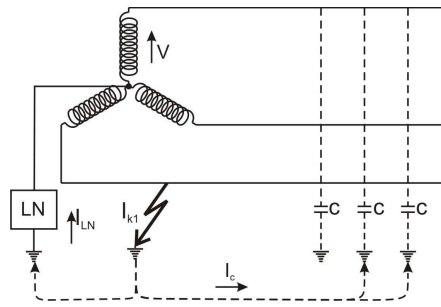


Figure A-8 Réalisation de mise à la terre pour neutre accessible

#### ❖ Technique d'exploitation

Dans ce type de schéma, l'impédance selfique limite le courant de défaut à la terre  $I_{k1}$ , tout en permettant un bon écoulement des surtensions. Mais par conséquent, des protections doivent intervenir automatiquement pour éliminer le premier défaut. Pour réduire les surtensions de manoeuvre et permettre une détection simple, il faut que le courant  $I_{LN}$  soit très supérieur au courant capacitif total du réseau  $I_c$ . Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs élevées (300 à 1000 A), faciles à détecter et permettant l'écoulement des surtensions de foudre.

#### ❖ Protection

Le réglage de la protection se situe au niveau de 10 à 20 % du courant de défaut maximum. La protection est moins contraignante que dans le cas de la mise à la terre par résistance, d'autant plus que  $I_{LN}$  est important puisque  $I_c$  est inférieur au courant limité.

#### ❖ Avantages

- Ce schéma permet de limiter l'amplitude des courants de défaut.
- Il permet la mise en œuvre de protections sélectives simples si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau.
- La bobine, de faible résistance, n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée, ce qui réduit son dimensionnement.
- En haute tension, le coût de cette solution est plus avantageux qu'avec une résistance.

#### ❖ Inconvénients

- La continuité de service du départ en défaut est dégradée : en cas de défaut à la terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut).
- Lors de l'élimination des défauts terre, des surtensions importantes peuvent apparaître, du fait des résonances entre la réactance et la capacité du réseau.

❖ **Réalisation de la mise à la terre du point neutre**

- Si le neutre est accessible (enroulements couplés en étoile avec neutre sorti), la réactance de mise à la terre peut être branchée entre neutre et terre.
- Lorsque le neutre n'est pas accessible (enroulement en triangle) ou lorsque l'étude du plan de protection en démontre l'intérêt, on réalise un point neutre artificiel par une bobine de point neutre (BPN) raccordée sur le jeu de barres ; elle est réalisée par une bobine zigzag avec neutre sorti (Figure A-9).

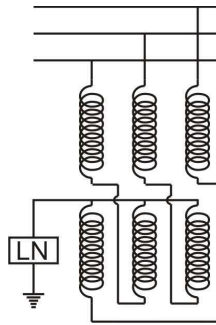


Figure A-9 Réalisation de mise à la terre pour neutre non accessible

L'impédance entre les deux parties de l'enroulement, essentiellement selfique et faible, limite le courant à des valeurs supérieures à 100 A. L'ajout d'une résistance de limitation entre le point neutre de la bobine et la terre permet d'abaisser l'amplitude du courant de défaut (isolement HT).

❖ **Applications**

Réseaux MT de distribution publique (courants de plusieurs centaines d'ampères).

**Mise à la terre par réactance de compensation**❖ **Schéma de principe**

Une réactance accordée sur la capacité phase-terre totale du réseau est intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est voisin de zéro (Figure A-10).

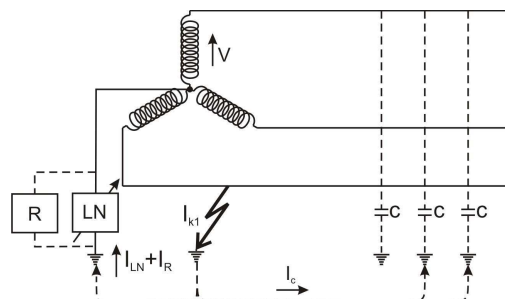


Figure A-10 Défaut à la terre dans un réseau avec réactance de compensation à la terre

### ❖ Technique d'exploitation

Ce système permet de compenser le courant capacitif du réseau. En effet, le courant de défaut est la somme des courants qui parcourent les circuits suivants:

- la mise à la terre par réactance,
- les capacités des phases saines par rapport à la terre.

Ces courants se compensent puisque :

- l'un est selfique (dans la mise à la terre),
- l'autre est capacitif (dans les capacités des phases saines).

Ils s'ajoutent donc en opposition de phase. En pratique, la résistance qui est en parallèle de la bobine fait circuler un petit courant résistif de quelques ampères (Figure A-11).

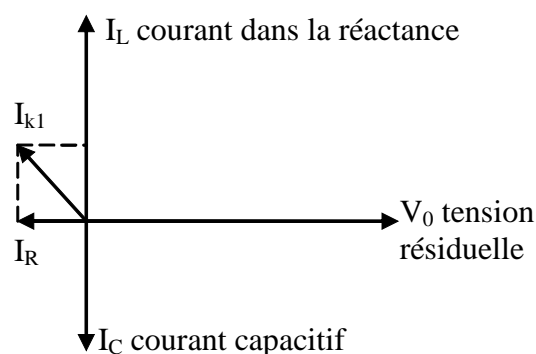


Figure A-11 Diagramme vectoriel des courants lors du défaut terre

La réactance de compensation s'appelle alors bobine d'extinction, ou bobine de Petersen. Une liaison de mise à la terre par réactance de compensation est faite par une résistance et une bobine en parallèle. La résistance est utilisée pour limiter le courant de défaut par le neutre. La bobine peut être parfaitement accordée avec le courant capacitif apporté par les départs, soit autour de celui ( $\pm 35$  A). La compensation est réalisée par des divisions de l'inductance de la bobine dont l'excursion autour de la valeur de compensation attendue est de  $\pm 35$  A sur les réseaux ERDF.

### ❖ Protection

La détection du défaut repose sur la composante active du courant résiduel. En effet, le défaut provoque la circulation de courants résiduels dans l'ensemble du réseau, mais seul le circuit en défaut est parcouru par un courant résiduel résistif. De plus, les dispositifs de protection doivent tenir compte des défauts autoextincteurs répétitifs (défauts récurrents). Lorsque la réactance de la mise à la terre et la capacité du réseau sont accordées ( $3 \cdot L_N \cdot C \cdot \omega^2 = 1$ ), on a alors :

- le courant de défaut est minimum,
- c'est un courant résistif,

- le défaut est autoextincteur.

#### ❖ Avantages

- Ce système permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase-terre est grande : extinction spontanée des défauts à la terre non permanents.
- A l'endroit du défaut, les tensions de contact sont limitées.
- Le maintien en service de l'installation est assuré malgré un défaut permanent.
- Le signalement du premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine.

#### ❖ Inconvénients

- Le coût de la réactance de mise à la terre peut être élevé en raison de la nécessité de modifier la valeur de la réactance pour adapter la compensation.
- Pendant la durée du défaut, il faut s'assurer que le courant résiduel circulant ne présente pas de danger pour les personnes et les biens.
- Les risques de surtension transitoire sur le réseau sont importants.
- La présence d'un personnel de surveillance est nécessaire.
- La mise en oeuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.

#### ❖ Application

Les réseaux de distribution moyenne tension avec une valeur de  $I_c$  élevée utilisent ce type de mise à la terre. Les EPATR ne sont plus valables, alors on utilise les Protections Wattmétriques Homopolaires PWH (chapitre I, partie 4.2.4) et Protections Voltmétriques Homopolaires PVH (chapitre I, partie 4.2.5).

### Neutre direct à la terre

#### ❖ Schéma de principe

Une liaison électrique d'impédance nulle est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.

#### ❖ Technique d'exploitation

Le neutre étant mis à la terre sans impédance de limitation, le courant de défaut  $I_{k1}$  entre phase et terre est pratiquement un court-circuit phase neutre, donc de valeur élevée (Figure A-12).

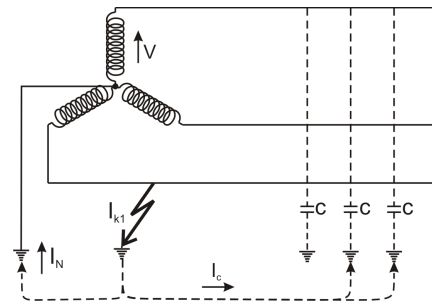


Figure A-12 Défaut à la terre dans un réseau à neutre direct à la terre

La coupure se fait au premier défaut d'isolement.

#### ❖ Protection

La détection de défaut impédant se fait par l'utilisation d'une protection à maximum de courant terre temporisée (ANSI 51N), le réglage étant de l'ordre du courant nominal.

#### ❖ Avantages

- Ce schéma est idéal pour l'écoulement des surtensions.
- Il permet l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement dimensionné pour la tension simple.
- Il n'y a pas de protections spécifiques : les protections normales de surintensités de phases peuvent être sollicitées pour éliminer les défauts phase-terre francs.

#### ❖ Inconvénients

- Ce schéma entraîne tous les inconvénients et dangers d'un fort courant de défaut terre : dégâts et perturbations sont maximaux.
- Il n'y a pas de continuité de service du départ en défaut.
- Le danger pour le personnel est important pendant la durée du défaut car les tensions de contact qui se développent sont élevées.

#### ❖ Applications

- Ce type de schéma n'est pas utilisé dans les réseaux moyenne tension européens aériens ou souterrains, mais par contre généralisé dans les réseaux de distribution nord-américains. Dans ces réseaux (aériens), d'autres particularités interviennent pour justifier ce choix :
  - existence d'un conducteur neutre distribué,
  - distribution 3 phases ou 2 phases et neutre ou phase et neutre,
  - utilisation du conducteur neutre comme conducteur de protection avec mise à la terre systématique à presque chaque poteau.



## Annexe 2 : Nomenclature de fonctions de protection

Le Tableau A-2 présente les fonctions des protections selon leur code ANSI [Sei-08].

Tableau A-2. Fonctions des protections

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous vitesse	Détection de sous vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Elle permet la reconnexion après la disparition de la tension rémanente entretenue par les machines tournantes suite à la déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle (harmonique 3)	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 – 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des

		machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50 /27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre

		deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur
87N	Différentielle terre résistante	Protection à haute ou basse impédance restreinte contre les défauts terre résistante

### Annexe 3 : Le fonctionnement de la protection ampèremétrique à maximum de courant phase

La fonction consiste à détecter le « sens du courant du défaut ». Le but est en fait de détecter le signe de la puissance active liée au défaut. On a donc besoin du déphasage  $\varphi_{cc}(U, I)$  entre la tension et le courant de court-circuit. Pour le déterminer, on compare le courant d'une phase par rapport à une tension (dite de polarisation). Habituellement, c'est la tension entre les deux autres phases que la phase du courant mesuré. Pour expliquer ceci, considérons l'exemple du défaut sur la phase 1 et de la tension  $U_{32}$  (Figure A-13).

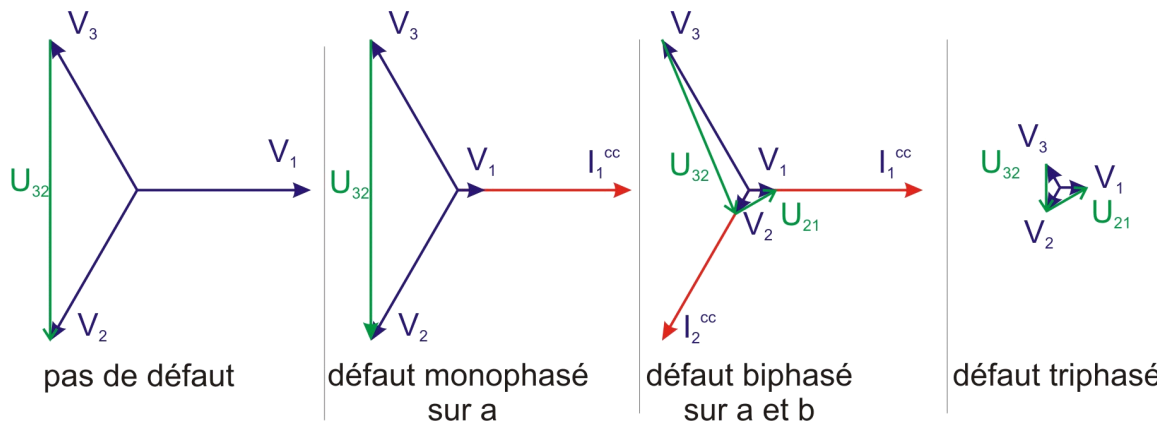


Figure A-13 Le choix de la tension mesurée pour les protections directionnelles

Cette tension  $U_{32}$  est perpendiculaire au courant  $I_1$  pour un déphasage nul avec la tension simple ( $\varphi_{cc}(V_1, I_1) = 0$ ), c'est-à-dire que l'angle déterminé par la protection (entre  $U_{32}$  et  $I_1$ ) est de  $90^\circ$ . On a besoin d'une tension composée puis que la tension, entre phase et terre (exemple :  $V_1, V_2, V_3$ ), vue par une protection, pendant un défaut triphasé proche, est très faible voire même nulle. Les tensions composées, entre la phase mesurée et une autre phase (exemple :  $U_{21}$ ), sont aussi faibles lors d'un court-circuit biphasé entre ces phases (notre exemple : 2 et 1), aussi très proches de la protection. Alors, le choix de la tension composée permet d'avoir une amplitude de tension suffisante.

La protection ampèremétrique directionnelle déclenche si le courant est supérieur au seuil de réglage (comme les protections sans la fonction de directionnalité) et si le courant est dans la zone de déclenchement (Figure A-14). L'angle entre  $I_1$  et  $U_{32}$ ,  $\beta$ , correspond au déphasage  $\varphi = \beta + 90^\circ$  entre  $I_1$  et  $V_1$ .

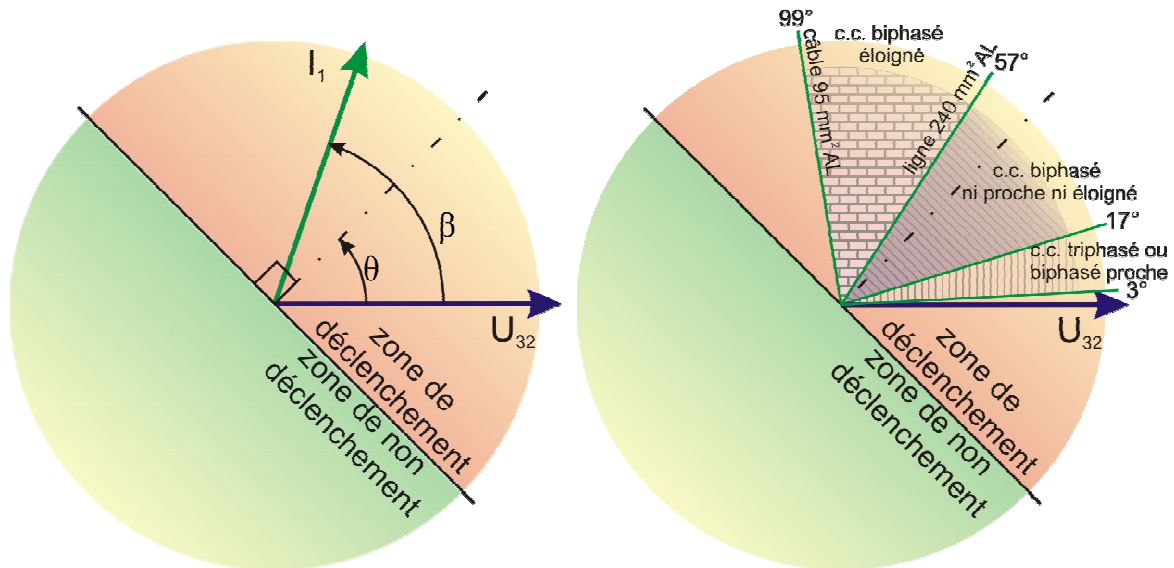


Figure A-14 Zones de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle caractéristique  $\theta = 45^\circ$  (phase 1)

La zone de déclenchement est définie par un angle caractéristique,  $\theta$ , entre la perpendiculaire à la droite limite entre ces deux zones et le vecteur de polarisation. Les valeurs d'angles sont  $30^\circ, 45^\circ, 60^\circ$ , mais généralement la valeur de  $45^\circ$  est utilisée [Pre-98]. En regardant la Figure A-14, on peut observer que les zones des courants de court-circuit sont de part et d'autre de la droite à  $45^\circ$  de  $U_{32}$ . Cette valeur de  $45^\circ$  est une valeur médiane qui doit être ajustée en fonction du type de réseau. Le cas  $\theta = 30^\circ$  est mieux adapté pour les

réseaux avec le rapport de lignes  $\frac{x}{r}$  élevé, c'est-à-dire pour les lignes de section

importante. Par contre, le cas  $\theta = 60^\circ$  assure une meilleure détection du défaut d'un réseau

avec le rapport de ligne  $\frac{x}{r}$  faible donc pour un réseau avec des câbles de faible section,

[Pre\_98]. Les valeurs  $3^\circ, 17^\circ, 57^\circ$ , et  $99^\circ$ , montrées dans la Figure A-14 représentent des

limitations obtenues par des rapports  $\frac{x}{r}$  pour de défauts ceux proches ( $3^\circ$  et  $17^\circ$  qui sont

représentatives pour les limites  $3,3 < \frac{x}{r} < 20$  – habituellement valables pour les réseaux HTA)

et ceux éloigné ( $57^\circ$  représente la ligne de 240 de mm² Alu et  $99^\circ$  représente le câble 95 mm²).

## Annexe 4 : Le fonctionnement de la protection ampèremétrique à maximum de courant terre

Ces protections peuvent avoir la fonction directionnelle. Dans ce cas, **la protection à maximum de courant terre directionnelle (code 67 N)** est activée si, pendant une durée égale au moins à la temporisation choisie, le courant résiduel est supérieur au seuil de réglage (comme la protection à maximum de courant terre sans la détection du « sens du courant ») et si la phase du courant résiduel par rapport à la tension résiduelle est dans la zone de déclenchement (Figure A-14). Comme dans le cas de protection à maximum de courant de phase directionnelle, la zone de déclenchement est définie par un angle caractéristique  $\phi_{rsd}$ , entre la perpendiculaire à la droite limite entre les zones (de déclenchement et non déclenchement) et la tension résiduelle  $V_{rsd}$  (la tension de polarisation). Pour mesurer la tension résiduelle, nous avons deux possibilités :

- de manière indirecte avec trois transformateurs de tensions phase terre et un appareil qui détermine la somme vectorielle (milieu de la Figure A-15).
- de manière directe avec trois transformateurs de tensions dont les secondaires sont branchés en triangle ouvert, on obtient alors la tension résiduelle (bas de la Figure A-15).

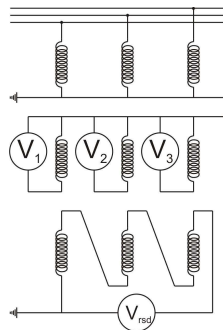


Figure A-15 Les possibilités de mesure de la tension résiduelle  $V_{red}$  et des tensions de phase  $V_i$  qui peuvent permettre de la recalculer

La protection à maximum de courant de terre directionnelle est utilisée pour détecter le sens d'un courant de défaut à la terre mais également pour distinguer un courant capacitif. Cela est nécessaire lorsque le neutre est mis à la terre par une résistance de limitation (avec un réseau étendu qui a des courants capacitifs importants lors d'un défaut entre phase et terre) ou isolé. Par contre, elle n'est pas adaptée aux réseaux à neutre mis à la terre par réactance de compensation.

Il existe une protection à maximum de courant terre directionnelle pour réseau à neutre compensé (code 67 NC). Cette protection est capable de discriminer le courant d'un départ en défaut d'un courant capacitif d'un départ sain. Elle est activée si la composante active du

courant résiduel est supérieure au seuil de réglage et si cette composante se retrouve dans la zone de déclenchement. La protection a l'angle de réglage  $\theta=180^\circ$ . On trace alors la perpendiculaire à  $V_{rsd}$  et on crée ainsi la ligne qui sépare les deux zones (de déclenchement et de non déclenchement). La tension  $V_{rsd}$  se retrouve dans la zone de non déclenchement. La composante active du courant résiduel,  $I_{p,rsd}$ , est alors la projection du courant  $I_{rsd}$  sur la droite du  $V_{rsd}$  (Figure A-16). C'est cette projection qui est utilisée.

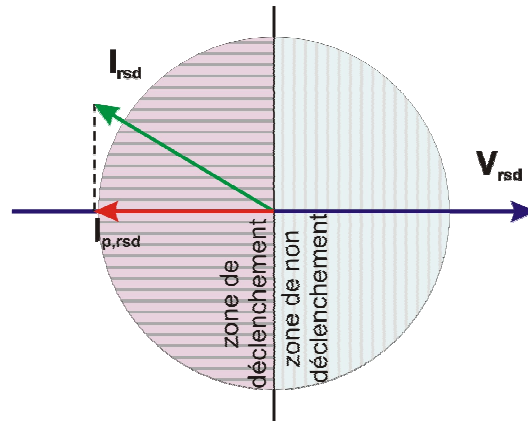


Figure A-16 Zone de déclenchement de la protection à maximum de courant terre directionnelle pour réseau à neutre compensé.

## Annexe 5 : Réglage des protections d'une arrivée

Nous ne considérons que le cas d'une arrivée en simple attache car c'est le cas le plus fréquent dans les départs HTA publics. La simple attache a un avantage du point de vue de la détection du courant résiduel lors d'un défaut. La protection d'arrivée mesure un courant résiduel créé par l'impédance de mise à la terre. Par contre, la protection d'arrivée dans le cas de la double attache mesure un courant résiduel total créé aussi par les courants capacitifs passant par les lignes saines de la deuxième attache (Figure A-17).

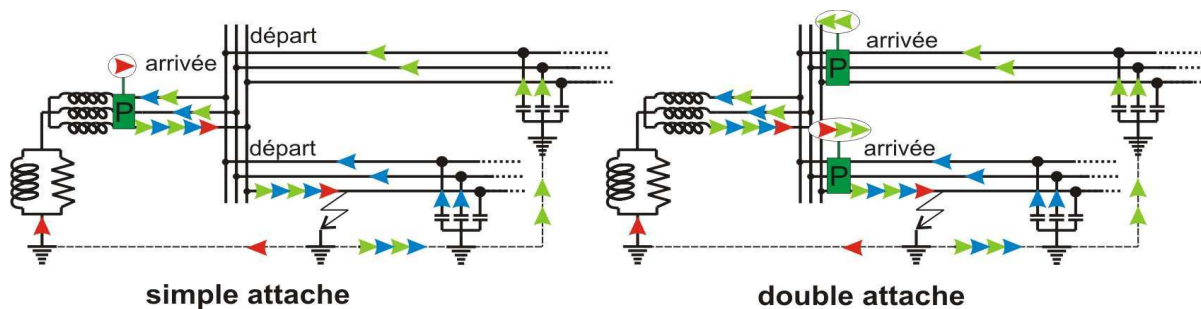


Figure A-17 Les courants résiduels mesurés sur les arrivées en simple et double attache

Nous présentons les conditions à respecter afin d'effectuer le réglage de la protection pour le relais ampèremétriques de phase – protection à temps constant. Le réglage doit respecter les contraintes suivantes :

- Etre assez élevé pour permettre d'utiliser les possibilités de surcharge du transformateur HTB/HTA sans risque de déclenchement intempestif. La valeur de surcharge à prendre en compte est de 25%
- Etre aussi faible que possible pour que la protection d'arrivée assure un certain secours des protections des départs.

Le courant doit respecter la condition  $I_r > 1,6 \cdot I_{nt}$ , où  $I_{nt}$  est l'intensité nominale transformateur et le coefficient 1,6 prend en compte le transitoire d'enclenchement. Dans les réseaux à forte densité industrielle, les courants des moteurs qui sont restés raccordés au réseau sont plus grands et donc le coefficient est de 2 à 2,5  $I_{nt}$ , plus élevé que la valeur habituelle. Il y a lieu toutefois de s'assurer que le réglage adopté permet de détecter les défauts biphasés apparaissant sur le jeu de barres dont l'intensité est présenté dans l'équation (A-1) où  $X_{HTB}$  est l'impédance côte HTB et  $X_T$  l'impédance du transformateur.

$$I_{CCB} = \frac{U_n}{2 \cdot (X_{HTB} + X_T)} \quad (A-1)$$



Cette protection impose, aux protections de départs, la limite maximale de temporisation de 1 s et limite donc de ce fait le nombre de protection que l'on peut mettre en série dans un départ avec une sélectivité temporelle) .

## Annexe 6 : L'analyse électrotechnique pour les défauts polyphasés

En utilisant les notations présentées dans la partie 3.2 du chapitre II, nous présentons les résultats de l'analyse électrotechnique par composantes symétriques pour les défauts triphasés et biphasés (sans et avec la terre).

### Défaut triphasé

Dans ce cas, les composantes symétriques comportent seulement une composante directe [Pre-98]. Le schéma est présenté dans la Figure A-18.

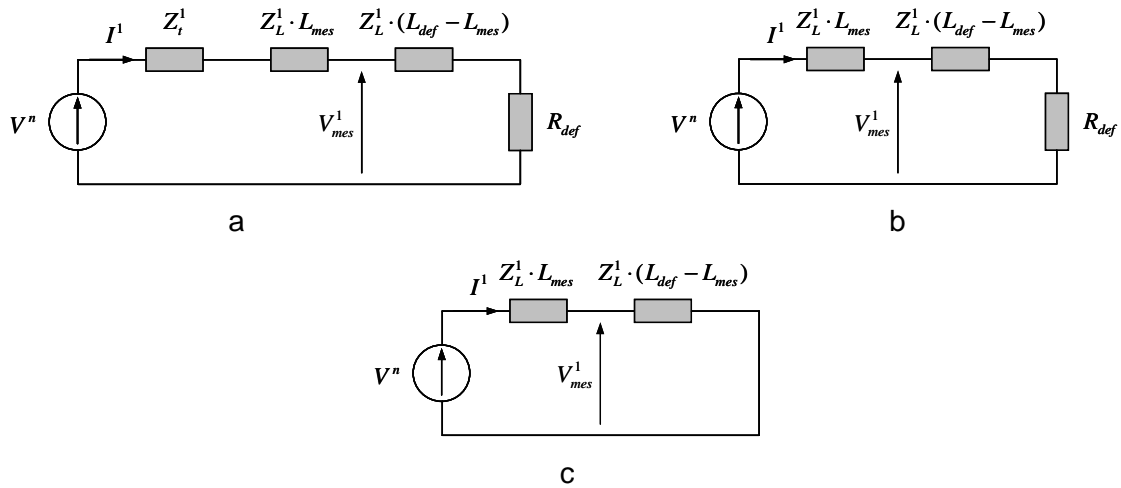


Figure A-18 Le schéma direct dans le cas de défaut triphasé  
a - cas général ; b - cas simplifié  $Z_t$ -négligée; c - cas simplifié  $R_{def}$ -négligée.

Les formules de la tension et du courant sont les plus simples à obtenir dans le cas du défaut triphasé car on a un seul schéma en composante directe. L'équation (A-2) correspond à la Figure A-18,a, le cas général. Les équations (A-3) et (A-4) correspondent aux Figure A-18,b et Figure A-18,c

$$V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{mes}}{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + R_{def}} \right] \text{ et } I_{mes}^1 = \frac{V^n}{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + R_{def}} \quad (A-2)$$

$$V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_t^1 \cdot L_{mes}}{Z_L^1 \cdot L_{def} + R_{def}} \right] \text{ et } I_{mes}^1 = \frac{V^n}{Z_L^1 \cdot L_{def} + R_{def}} \quad (A-3)$$

$$V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_L^1 \cdot L_{mes}}{Z_L^1 \cdot L_{def}} \right] = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{L_{mes}}{L_{def}} \right] \text{ et } I_{mes}^1 = \frac{V^n}{Z_L^1 \cdot L_{def}} \quad (A-4)$$

A partir de la formule ci-dessus, on peut déterminer la sensibilité à  $L_{mes}$  et à  $L_{def}$ .

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction du lieu de mesure, pour un défaut triphasé**

$$\frac{\partial V_{mes}^1}{\partial L_{mes}} = -\frac{V^n}{L_{def}} < 0 \Rightarrow \text{Pour un lieu de défaut donné, la tension directe mesurée diminue et}$$

tend vers 0 quand on s'approche du point du défaut. La pente est inversement proportionnelle à la distance du défaut et à la résistance du défaut (Figure A-19,a).

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction du lieu de défaut, pour un défaut triphasé**

$$\frac{\partial V_{mes}^1}{\partial L_{def}} = \frac{V^n \cdot L_{mes}}{(L_{def})^2} > 0 \Rightarrow \text{Pour un lieu de mesure donné, la tension directe mesurée augmente}$$

et tend vers la tension nominale à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ (Figure A-19,b).

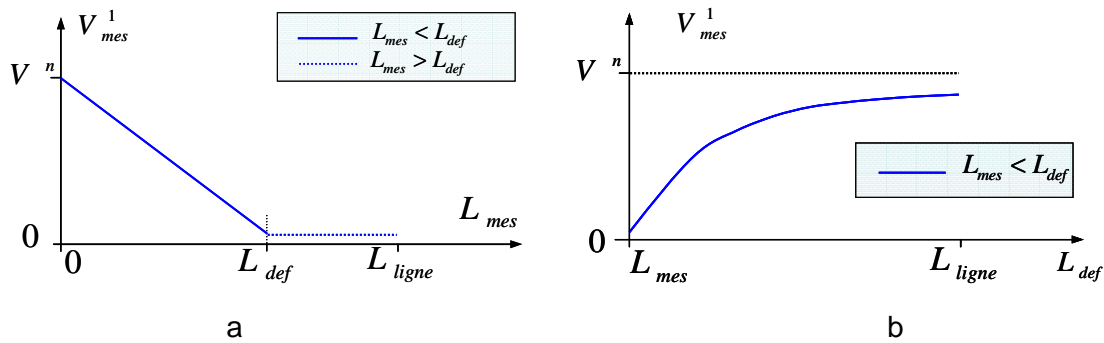


Figure A-19 Défaut triphasé - La variation de la tension directe mesurée en fonction de a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction de la résistance du défaut, pour un défaut triphasé**

La sensibilité en fonction de la résistance de défaut  $R_{def}$  est importante pour les réglages car les plages de variation de la tension sont de plus en plus réduites à mesure que la résistance de défaut augmente, comme il est illustré dans la Figure A-20.

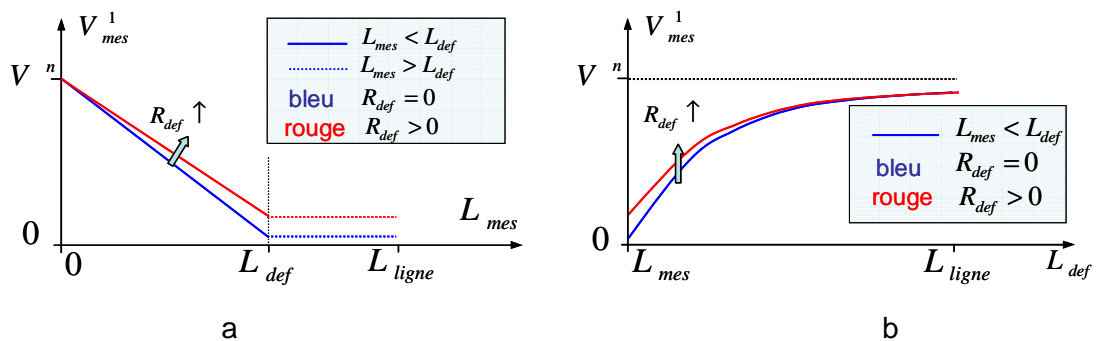


Figure A-20 Défaut triphasé - La sensibilité de la tension directe mesurée à la résistance de défaut en fonction de : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction du lieu de mesure, pour un défaut triphasé**

$$\frac{\partial I_{mes}^1}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow \text{Pour un lieu de défaut donné, le courant direct mesuré ne varie pas (Figure A-21,a).}$$

Evidemment, cette affirmation n'est valable que dans ce cas simplifié d'étude, car les branches secondaires et les consommateurs d'un départ réel vont faire varier le courant le long du départ.

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction du lieu de défaut, pour un défaut triphasé**

On voit que le courant tend vers l'infini si le lieu de défaut se déplace vers la tête du départ, dans le cas où les impédances de transformateur sont négligées, car, comme les formules simplifiées le montrent, le courant varie de manière inversement proportionnelle avec le lieu du défaut.

$$\frac{\partial I_{mes}^1}{\partial L_{def}} = -\frac{V^n}{Z_L^1(L_{def})^2} \Rightarrow \text{Pour un lieu de mesure donné, le courant direct mesuré diminue et}$$

tend vers le courant nominal à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ (Figure A-21,b). La valeur la plus grande, pour un défaut proche du poste source, dépendra de l'impédance du transformateur. Dans cette étude, afin d'éviter un courant de défaut infini en tête du départ, on a inséré l'impédance du transformateur.

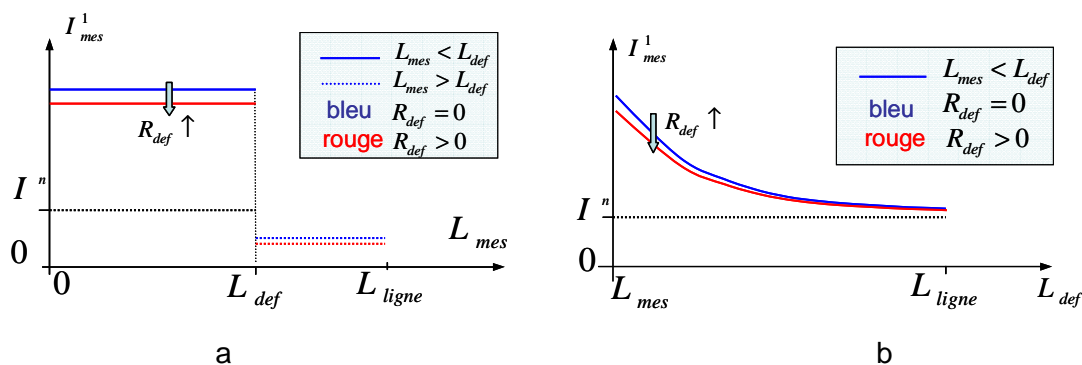


Figure A-21 Défaut triphasé - La sensibilité du courant direct mesuré à la résistance de défaut en fonction de : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction de la résistance du défaut, pour un défaut triphasé**

Le courant, comme la tension, a des variations de plus en plus réduites à mesure que la résistance de défaut augmente. La courbe de variation du courant tend vers le courant nominal si le lieu du défaut se déplace vers la fin du réseau. Par conséquent, la différence

entre les valeurs de courants mesurés pour deux lieux de défaut (avec la même résistance de défaut  $R_{def}$ ) diminue avec l'augmentation de leur résistance de défaut,  $R_{def}$  (Figure A-21). Le courant direct ne varie pas en fonction de lieu de mesure mais la tension directe mesurée est sensible au lieu du défaut. Donc si on veut discriminer avec des seuils communs pour toutes les protections, la tension directe sera un bon choix pour les défauts triphasés. La tension directe mesurée a aussi une plage de variation supérieure à celle de la variation du courant direct mesuré, donc la tension est plus discriminante en fonction du lieu du défaut.

### Défaut biphasé isolé

Le défaut biphasé comporte un schéma inverse supplémentaire par rapport au défaut triphasé [Pre-98].

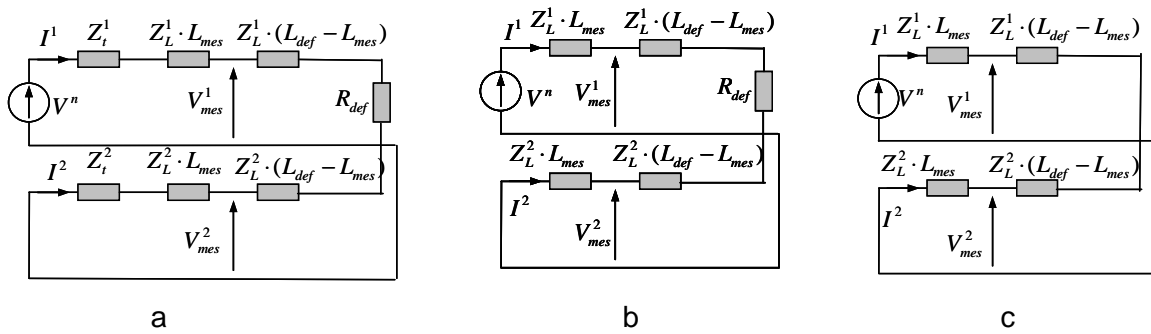


Figure A-22 Le schéma (direct et inverse) dans le cas de défaut biphasé isolé :  
a - cas général ; b - cas simplifié  $Z_t$ -négligée; c - cas simplifié  $Z_t$ ,  $R_{def}$ -négligées

Les formules contiennent aussi des éléments suivant la composante inverse. L'équation (A-5) correspond au cas général présenté dans la Figure A-22,a. Les équations (A-6) et (A-7) correspondent aux Figure A-22,b et Figure A-22,c et à leurs simplifications;

$$\begin{cases} V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{mes}}{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + R_{def} + Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2} \right] \\ V_{mes}^2 = V^n \cdot \frac{Z_t^2 + Z_L^2 \cdot L_{mes}}{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + R_{def} + Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2} \\ I_{mes}^1 = \frac{V^n}{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + Z_{def} + Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2} \\ I_{mes}^2 = -I_{mes}^1 \end{cases} \quad (A-5)$$

$$\begin{cases} V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_L^1 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot L_{def} + Z_{def}} \right] \\ V_{mes}^2 = V^n \cdot \frac{Z_L^2 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot L_{def} + Z_{def}} \\ I_{mes}^1 = \frac{V^n}{Z_L^1 \cdot L_{def} + Z_{def} + Z_L^2 \cdot L_{def}} \end{cases} \quad (A-6)$$

$$\begin{cases} V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_L^1 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot L_{def}} \right] \\ V_{mes}^2 = V^n \cdot \frac{Z_L^2 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot L_{def}} \\ I_{mes}^1 = \frac{V^n}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot L_{def}} \end{cases} \quad (A-7)$$

Afin de trouver la sensibilité à  $L_{mes}$  et  $L_{def}$ , les dérivées sont étudiées et les courbes de variations interprétées.

Premièrement, les variations de la tension directe sont étudiées suivant la position du défaut et suivant la position de la mesure.

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé isolé**

$$\frac{\partial V_{mes}^1}{\partial L_{mes}} = - \frac{V^n \cdot Z_L^1}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot L_{def}} \Rightarrow \text{Pour un lieu de défaut donné, la tension directe mesurée}$$

diminue et tend vers  $k \cdot V^n$ , où  $k = \frac{Z_L^2}{Z_L^1 + Z_L^2}$ , quand on s'approche du point du défaut (Figure A-23,a).

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé isolé**

$$\frac{\partial V_{mes}^1}{\partial L_{def}} = \frac{V^n \cdot Z_L^1 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot (L_{def})^2} \Rightarrow \text{Pour un lieu de mesure donné, la tension directe mesurée}$$

augmente et tend vers une tension inférieure à  $V^n$  à mesure que le point de défaut se déplace du point de mesure vers l'extrémité du départ (Figure A-23,b).

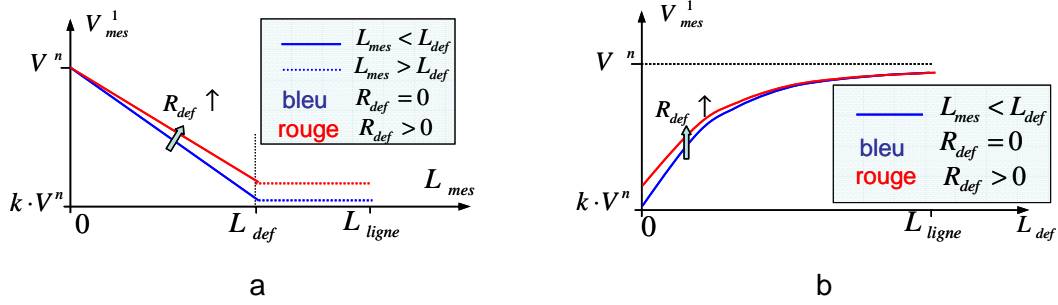


Figure A-23 Défaut biphasé isolé - La variation de la tension directe mesurée en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

Ensuite nous présentons les variations de la tension inverse.

❖ **Étude de la sensibilité de la tension inverse en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé isolé**

$$\frac{\partial V_{mes}^2}{\partial L_{mes}} = \frac{V^n \cdot Z_L^2}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot L_{def}} \Rightarrow \text{Pour un lieu de défaut donné, la tension inverse mesurée}$$

augmente et tend vers  $k \cdot V^n$  quand on s'approche du point de défaut et elle reste constante ensuite (Figure A-24,a). L'expression du coefficient est celle obtenue pour l'étude de la variation de la tension directe.

❖ **Étude de la sensibilité de la tension inverse en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé isolé**

$$\frac{\partial V_{mes}^2}{\partial L_{def}} = -\frac{V^n \cdot Z_L^2 \cdot L_{mes}}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot (L_{def})^2} \Rightarrow \text{Pour un lieu de mesure donné, la tension inverse mesurée}$$

diminue depuis la valeur  $k \cdot V^n$  comme une fonction inverse de la distance du défaut (Figure A-24,b).

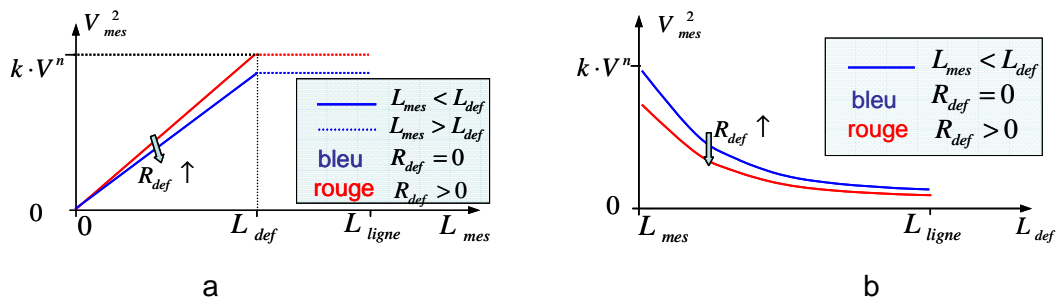


Figure A-24 Défaut biphasé isolé - La variation de la tension inverse mesurée en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité des tensions directe et inverse en fonction de la résistance du défaut, pour un défaut triphasé**

On peut voir dans les deux figures, Figure A-23 et Figure A-24, que la plage de variation de

la tension inverse vaut  $k \cdot V^n$  où  $k = \frac{Z_L^2}{Z_L^1 + Z_L^2} \Rightarrow k = \frac{1}{2}$  si  $Z_L^1 = Z_L^2$ . Ainsi, l'utilisation des

valeurs de la tension doit être deux fois plus précise que pour un défaut triphasé pour faire la discrimination entre les zones où le défaut a eu lieu. De même, on peut vérifier que l'augmentation de la résistance de défaut réduit toujours la plage de variation de la tension mesurée et donc nuit à cette discrimination entre les lieux de défaut.

La discrimination est possible également par les deux composantes de la tension, car elles varient sur des plages de grandeurs de la même valeur. La composante inverse sera de plus utilisable pour la détection car elle est présente lors d'un déséquilibre entre les phases. Dans la suite, nous présentons la sensibilité du courant.

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé isolé**

$\frac{\partial I_{mes}^1}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow$  Pour un lieu de défaut donné, le courant direct mesuré ne varie pas car sa

pente est toujours nulle (Figure A-23,a). Cette constatation se justifie par les mêmes raisons que dans le cas de défauts triphasés : un départ avec les charges concentrées à la fin et sans branches secondaire est parcouru par un courant constant le long de la ligne.

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé isolé**

$\frac{\partial I_{mes}^1}{\partial L_{def}} = - \frac{V^n}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot (L_{def})^2} \Rightarrow$  Pour un lieu de mesure donné, le courant mesuré diminue et

tend vers un courant supérieur à  $I^n$  à mesure que le point de défaut se déplace du point de mesure vers l'extrémité du départ (Figure A-25,b).

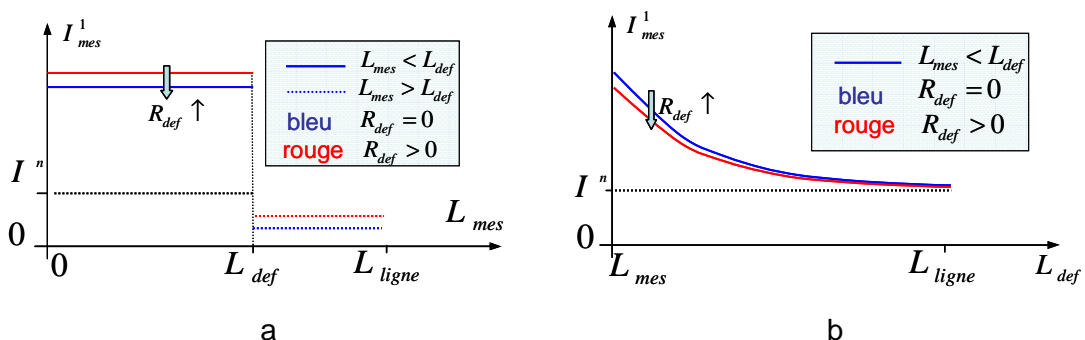


Figure A-25 Défaut biphasé isolé - La variation du courant direct mesuré en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

Ensuite, nous présentons les variations du courant inverse.

Nous avons vu que le courant inverse lors d'un défaut est égal à l'opposé du courant direct, voir l'équation (A-5). Donc à part le signe qui change, les variations seront les mêmes et donc les discriminations des lieux en défaut seront de la même précision qu'en utilisant le courant direct.

❖ **Étude de la sensibilité du courant inverse en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé isolé**

$$\frac{\partial I_{mes}^2}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow \text{La composante inverse du courant ne varie pas en fonction du point de mesure,}$$

Figure A-26,a, car on n'a pas de piquages (charges ou branches secondaires). Il est normal d'avoir la même variation nulle en fonction du lieu du défaut comme la composante directe (tant que les courants inverse et direct sont égaux en module).

❖ **Étude de la sensibilité du courant inverse en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé isolé**

$$\frac{\partial I_{mes}^2}{\partial L_{def}} = \frac{V^n}{(Z_L^1 + Z_L^2) \cdot (L_{def})^2} \Rightarrow \text{Pour un lieu de mesure donné, le courant mesuré augmente et tend vers } -I^n \text{ (Figure A-26,b).}$$

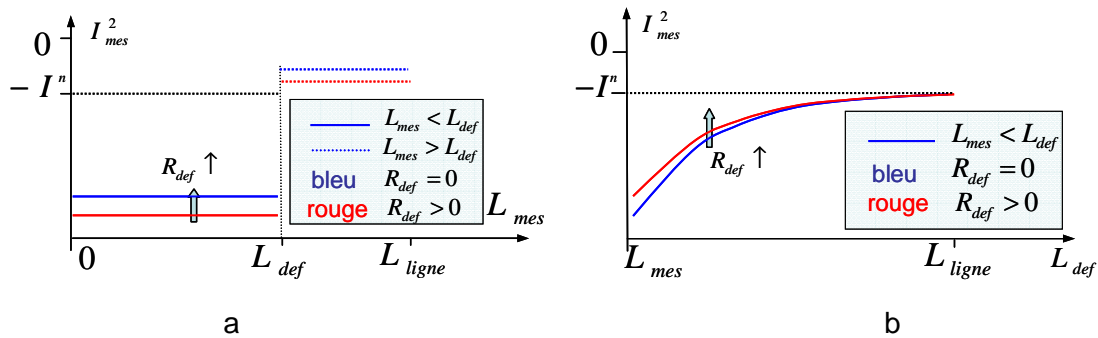


Figure A-26 Défaut biphasé isolé - La variation du courant inverse mesuré en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité des courants direct et inverse en fonction de la résistance du défaut, pour un défaut biphasé isolé**

On peut regarder dans les deux figures, Figure A-25 et Figure A-26, que les plages de variation du courant direct et inverse sont identiques (en théorie). De même, on peut vérifier que l'augmentation de la résistance de défaut réduit toujours la plage de variation, et donc la discrimination sera moins précise pour les défauts résistifs. Les courants mesurés peuvent avoir des valeurs maximales qui dépendent proportionnellement du niveau de tension et inversement proportionnellement de l'impédance du transformateur.

L'analyse nous a apporté des informations sur les grandeurs lors d'un défaut biphasé isolé. La tension inverse varie sur une plage de la même taille que celle de la tension directe. La



différence entre les deux composantes symétriques de la tension est le sens de variation. Mais cette particularité n'a pas aucun effet sur la discrimination du lieu du défaut. Les deux composantes varient lors du déplacement du lieu de mesure. En conclusion, elles sont utilisables de manière égale pour la discrimination. La tension inverse peut apporter une précision supplémentaire de détection car elle est nulle pendant le fonctionnement normal (ou très faible à cause des charges déséquilibrées). La plage de variation (en fonction du lieu du défaut) du courant n'est pas plus grande (en valeurs relatives) que celle de la tension.

Le courant ne varie pas en fonction du lieu de mesure. Le courant inverse a les variations et sensibilités inverses par rapport au courant direct, mais la plage de variation est de la même taille.

C'est pourquoi on choisira la tension et plus spécifiquement la tension inverse si on veut l'utiliser pour la détection aussi, sinon la composante directe peut être aussi utilisée.

### Défaut biphasé à la terre

Dans ce cas, le schéma contient aussi des éléments homopolaires du fait que le schéma du défaut se referme à la terre par la mise à la terre du transformateur et aussi par le défaut [Pha-99], Figure A-27.

Ces éléments, notamment le courant homopolaire, facilitent la détection du défaut et la distinction entre ce cas de défaut et un défaut biphasé isolé. Le défaut avec la terre fait apparaître les grandeurs homopolaires mais apporte aussi une grande source d'erreur : la résistance de défaut avec la terre qui a une plage de variation bien plus grande que celle du défaut entre phases. Donc, un défaut biphasé à la terre résistif est souvent plus difficile à localiser que les défauts entre les phases (triphasé et biphasé) isolés de la terre.

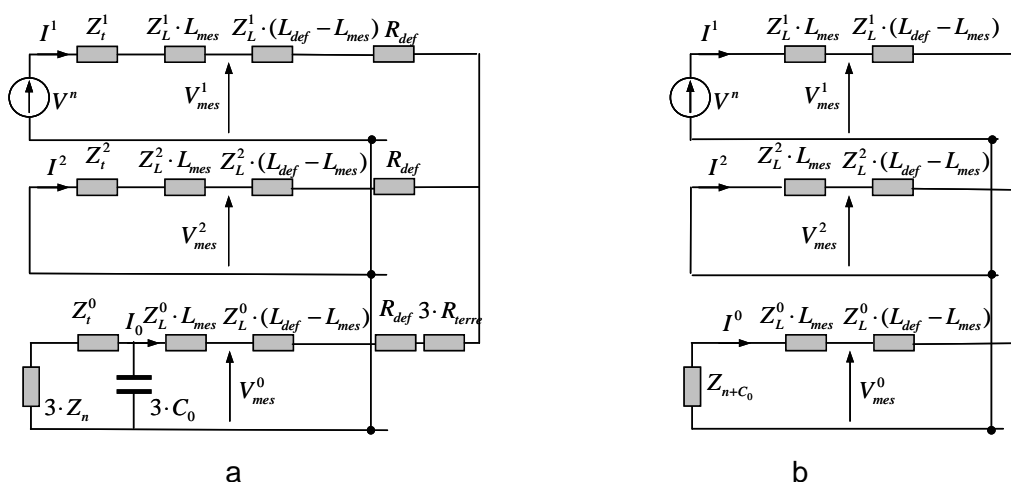


Figure A-27 Le schéma (direct, inverse et homopolaire) dans le cas de défaut biphasé avec terre : a - cas général ; b - cas simplifié  $Z_t$  et  $R_{def}$  –négligées.

Dans la Figure A-27,b, nous avons regroupé l'ensemble formé par l'impédance de mise à la terre et le capacitif en utilisant l'impédance équivalente suivante :

$$Z_{n+C_0} = \frac{3 \cdot Z_n \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}{3 \cdot Z_n + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} \quad (A-8)$$

La notation tient compte de la simplification de l'impédance du transformateur. Donc, dans le cas réel, l'impédance équivalente regroupe l'impédance homopolaire du transformateur mise en série avec l'impédance de mise à la terre. Nous avons utilisé cette notation pour faciliter la lecture des formules (A-9), (A-10), (A-11) et parce que les éléments impliqués ne varient pas ni en fonction du lieu du défaut, ni en fonction du point de mesure.

Les équations de la tension mesurée (suivant chaque composante) sont alors les suivantes :

$$V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{mes}}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2 + R_{def}} \cdot \frac{\left( (3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + R_{def} + 3 \cdot R_{terre} \right)}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} + \frac{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + R_{def}}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2 + R_{def} + \frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + R_{def} + 3 \cdot R_{terre}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}} \right] \quad (A-9)$$

$$V_{mes}^2 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def}}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2 + R_{def}} \cdot \frac{\left( (3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + R_{def} + 3 \cdot R_{terre} \right)}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} + \frac{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def} + R_{def}}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2 + R_{def} + \frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + R_{def} + 3 \cdot R_{terre}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}} \right] \cdot \left[ 1 - \frac{R_{def} + Z_L^2 \cdot (L_{def} - L_{mes})}{R_{def} + Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2} \right] \quad (A-10)$$

$$V_{mes}^0 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_t^1 + Z_L^1 \cdot L_{def}}{(Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_t^2 + R_{def}) \cdot \left[ \frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + R_{def} + 3 \cdot R_{terre}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}} \right] + \frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def} + R_{def} + 3 \cdot R_{terre}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}} \right] \cdot \left[ 1 - \frac{R_{def} + 3 \cdot R_{terre} + Z_L^0 \cdot (L_{def} - L_{mes})}{R_{def} + 3 \cdot R_{terre} + Z_L^0 \cdot L_{def} + \frac{(3 \cdot Z_n + Z_t^0) \cdot \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}{3 \cdot Z_n + Z_t^0 + \frac{1}{3 \cdot j \cdot \omega \cdot C_0}}} \right] \quad (A-11)$$

Pour étudier les variations, nous allons simplifier ces équations en utilisant les hypothèses suivantes ( $Z_t^1, Z_t^2, Z_t^0, R_{def}, R_{terre}$  sont négligées).

Négliger l'impédance homopolaire du transformateur n'a pas un impact aussi important sur les résultats que de négliger les deux autres composantes symétriques du transformateur (directe et inverse). L'explication est visible dans la Figure A-27,b, où l'on observe que la composante homopolaire du schéma a l'impédance équivalente  $Z_{n+C_0}$  en tête du départ et alors pour la protection Poste Source (pour lequel  $L_{mes}$  est nulle), la tension homopolaire mesurée, présentée dans l'équation (A-15), correspond à la tension sur cette impédance équivalente. La tension directe mesurée, présentée dans l'équation (A-12), en tête du départ, lors de l'absence de l'impédance directe du transformateur, prend la valeur de la tension nominale,  $V^n$  pour un lieu de défaut quelconque (sauf lors du défaut en tête du départ pour lequel le circuit n'a aucune impédance de ligne, et la tension devient nulle). La tension inverse mesurée, voir l'équation (A-14), en tête du départ est nulle car elle représente la différence de potentiel entre deux points entre lesquels il n'y a pas d'impédance. Evidemment, nous ne nous focaliserons pas sur ces phénomènes car ils déforment la réalité et n'apportent aucune précision sur l'analyse électrotechnique. Donc les courbes de variations de grandeurs montrées sont pour un point de mesure déployé sur le départ ( $L_{mes} \neq 0$ ). Cette situation évite les problèmes liés à l'absence d'un minimum d'impédance (entre les bornes de mesure des tensions).

L'expression de la tension directe est alors la suivante :

$$V_{mes}^1 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_L^1 \cdot L_{mes}}{Z_L^1 \cdot L_{def} + \frac{Z_L^2 \cdot L_{def} \cdot [Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}]}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}}} \right] \quad (A-12)$$

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé à la terre**

Pour un lieu de défaut donné, la tension directe mesurée diminue et tend vers  $\alpha \cdot V^n$ , où  $\alpha$  est un coefficient décrit dans l'équation (A-13), quand on s'approche du point de défaut et après elle reste constante (Figure A-28,a).

$$\alpha = 1 - \frac{Z_L^1}{Z_L^1 + \frac{Z_L^2 \cdot (Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0})}{(Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}}} \quad (A-13)$$

❖ **Étude de la sensibilité de la tension directe en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé à la terre**

Pour un lieu de mesure donné, la tension directe mesurée augmente à partir de la valeur  $\alpha \cdot V^n$  vers une tension inférieure à  $V^n$  à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ (Figure A-28,b).

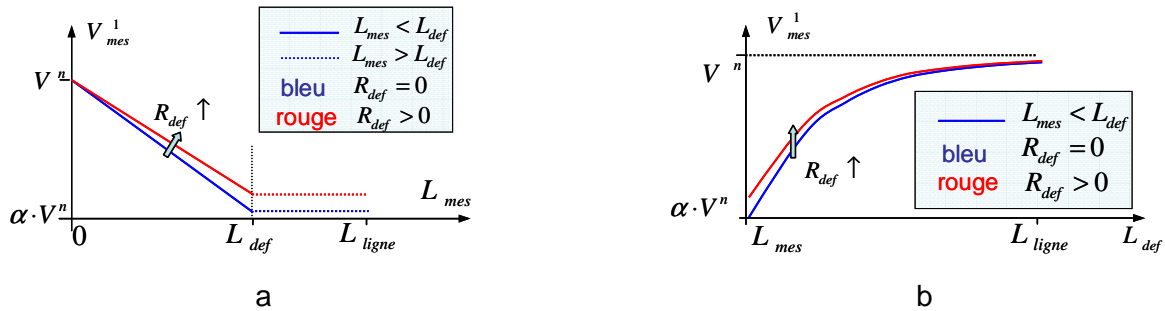


Figure A-28 Défaut biphasé avec terre- La variation de la tension directe mesurée en fonction de : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

L'expression de la tension inverse est donnée par la formule suivante :

$$V_{mes}^2 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_L^1 \cdot L_{def}}{Z_L^1 \cdot L_{def} + \frac{Z_L^2 \cdot L_{def} \cdot [Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}]}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}}} \right] \cdot \left[ \frac{L_{mes}}{L_{def}} \right] \quad (A-14)$$

❖ **Étude de la sensibilité de la tension inverse en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé à la terre**

Pour un lieu de défaut donné, la tension inverse mesurée augmente linéairement de 0 à  $\alpha \cdot V^n$  quand on s'approche du point de défaut et après elle reste constante (Figure A-29,a).

❖ **Étude de la sensibilité de la tension inverse en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé à la terre**

Pour un lieu de mesure donné, la tension inverse mesurée diminue de la valeur  $\alpha \cdot V^n$  et tend vers une tension proche de 0 à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ (Figure A-29,b).

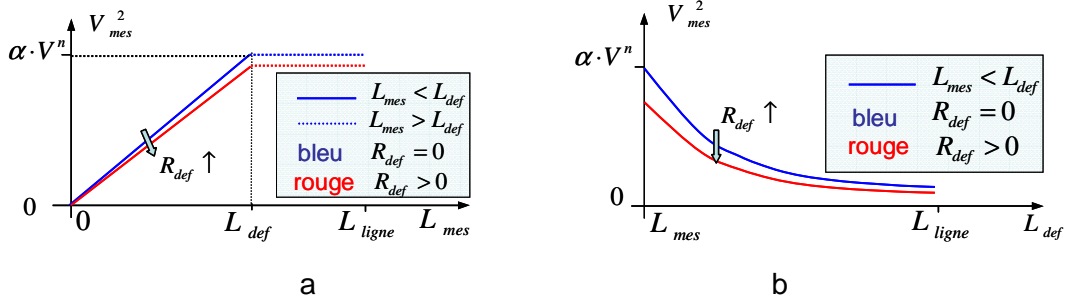


Figure A-29 Défaut biphasé avec terre- La variation de la tension inverse mesurée en fonction de :  
a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

Dans l'équation (A-13), si  $Z_{n+C_0} \gg (Z_L^2 + Z_L^0) \cdot L_{def} \Rightarrow \alpha \approx \frac{1}{2}$ . Ce cas correspond à un réseau

avec des lignes très capacitives et/ou avec une impédance de mise à la terre importante : ceci conduit à une impédance équivalente plus grande que l'impédance de la ligne.

Alors, aussi dans ce cas, la plage de variation des tensions directe et inverse est réduite de moitié par rapport à la plage de variation de la tension directe lors d'un défaut triphasé.

Et, enfin, la composante homopolaire de la tension peut aussi être écrite sous la forme suivante :

$$V_{mes}^0 = V^n \cdot \left[ 1 - \frac{Z_L^1 \cdot L_{def}}{Z_L^1 \cdot L_{def} + \frac{Z_L^2 \cdot L_{def} \cdot [Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}]}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}}} \right] \cdot \left[ \frac{Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{mes}}{Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}} \right] \quad (A-15)$$

#### ❖ Étude de la sensibilité de la tension homopolaire en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé à la terre

Pour un lieu de défaut donné, la tension homopolaire mesurée augmente linéairement de

$\beta \cdot V^n$  à  $\alpha \cdot V^n$ , où  $\beta = \alpha \cdot \frac{Z_{n+C_0}}{Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}}$ , quand on s'approche du point de défaut et après

elle reste constante; Dans le cas où  $Z_{n+C_0} \gg Z_L^x \cdot L_{ligne}$ , la tension homopolaire peut être considérée comme constante (Figure A-30,a et équation (A-16)). Ce cas correspond à la même situation que celle présentée ci-dessus (un réseau avec des lignes très capacitives

et/ou avec une impédance de mise à la terre importante comme par exemple un neutre compensé).

$$\beta = \alpha \cdot \frac{Z_{n+C_0}}{Z_L^0 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0}}, \text{ Si } Z_{n+C_0} \gg Z_L^0 \cdot L_{def} \Rightarrow \beta \rightarrow \alpha \Rightarrow \Delta V_{mes}^0 \approx 0 \quad (A-16)$$

❖ **Étude de la sensibilité de la tension homopolaire en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé à la terre**

Pour un lieu de mesure donné, la tension homopolaire mesurée diminue très légèrement de la valeur  $\alpha \cdot V^n$  vers une tension supérieure à  $\beta \cdot V^n$  à mesure que le point de défaut se déplace vers l'extrémité du départ (Figure A-30,b).

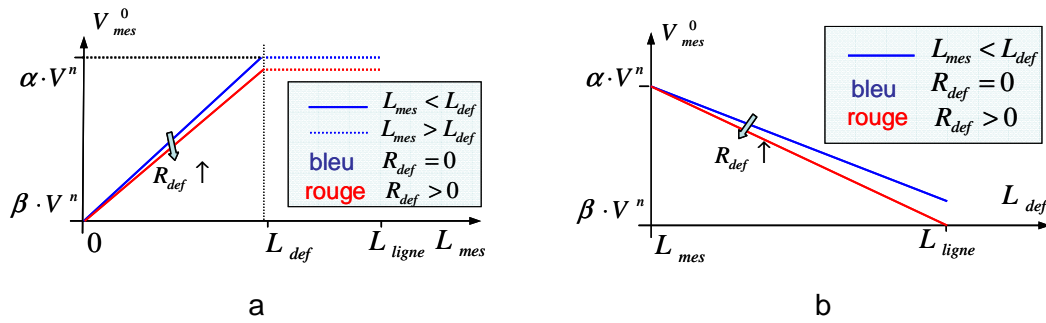


Figure A-30 Défaut biphasé avec terre- La variation de la tension homopolaire mesurée en fonction de  
a – distance de la point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

Les composantes inverse et directe varient sur des plages de la même taille qui semblent plus grandes que la plage de variation de la tension homopolaire. Même si la composante homopolaire pourrait permettre de mieux détecter un défaut biphasé avec la terre (grâce à son existence lors d'une liaison à la terre), sa capacité de discrimination semble plus limitée pour des impédances de mise à la terre importantes, des départs capacitifs ( $Z_{n+C_0}$ ) et pour un transformateur HTB-HTA avec une importante impédance homopolaire. Nous continuons notre analyse sur le défaut biphasé à la terre avec l'analyse du courant.

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct, inverse et homopolaire en fonction de la résistance de défaut, pour un défaut biphasé à la terre**

On peut faire les mêmes remarques que les cas précédents pour la sensibilité à  $R_{def}$ . La plage de variation est diminuée quand la résistance du défaut augmente.

Le courant direct mesuré lors d'un défaut biphasé avec la terre sera décrit par la formule (A-17) :

$$I_{mes}^1 = \frac{V^n}{Z_L^1 \cdot L_{def} + \frac{Z_L^2 \cdot L_{def} \cdot [Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}]}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}}} \quad (A-17)$$

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé à la terre**

$\frac{\partial I_{mes}^1}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow$  La pente de variation du courant direct est toujours nulle (Figure A-31,a).

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé à la terre**

La Figure A-31,b montre que, pour un lieu de mesure donné, le courant direct diminue et tend toujours vers  $I^n$  si le lieu de défaut se déplace vers la fin du départ.

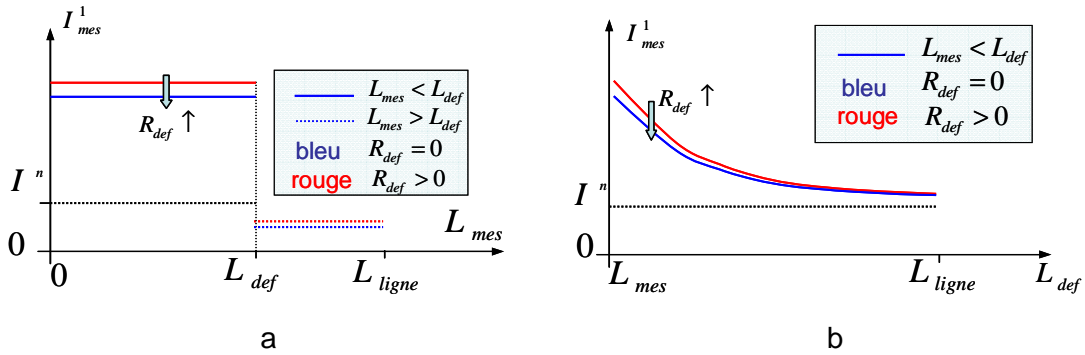


Figure A-31 Défaut biphasé avec terre - La variation du courant direct mesuré en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

On ne peut plus faire la même remarque sur les courants inverse et direct que dans le cas de défaut biphasé isolé. Le courant inverse sera plus difficile à écrire en équations mathématiques, (A-18). Et il sera aussi difficile de proposer une tendance simple pour l'évolution de cette grandeur.

$$I_{mes}^2 = V^n \cdot \left[ \frac{Z_L^1 \cdot L_{def}}{Z_L^d \cdot L_{def} + \frac{Z_L^2 \cdot L_{def} \cdot [Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}]}{Z_L^2 \cdot L_{def} + Z_{n+C_0} + Z_L^0 \cdot L_{def}}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{Z_L^2 \cdot L_{def}} \quad (A-18)$$

❖ **Étude de la sensibilité du courant inverse en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé à la terre**

$\frac{\partial I_{mes}^2}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow$  Il n'y a pas de variation le long de la ligne pour un lieu de défaut donné en aval

de la mesure (Figure A-32,a).

❖ **Étude de la sensibilité du courant inverse en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé à la terre**

On observe que pour un lieu de mesure donné, le courant mesuré augmente et tend vers  $-I^n$  (Figure A-32,b). Même si la formule est plus compliquée que dans le cas de défaut isolé, l'allure ressemble à celle du cas précédent. On voit de nouveau que les variations de courant inverse et direct sont symétriques par rapport à l'axe horizontal (courant nul) et donc leurs apports aux discriminations du lieu en défaut seront presque identiques.

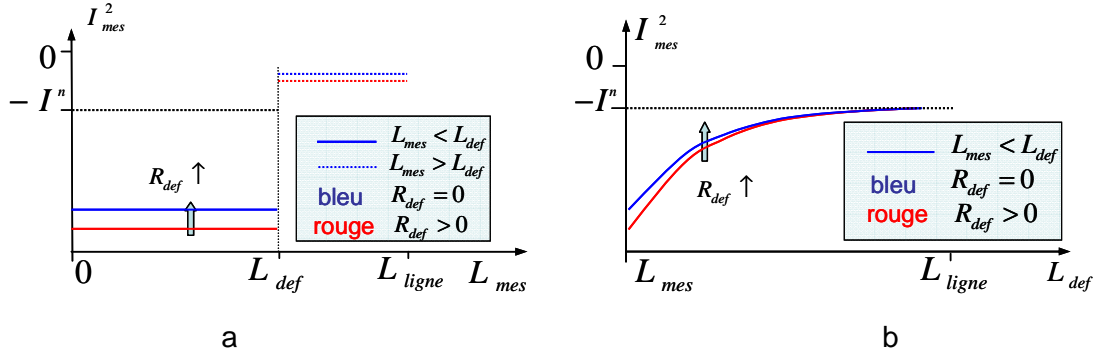


Figure A-32 Défaut biphasé avec terre - La variation du courant inverse mesuré en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

Et finalement, le courant homopolaire sera décrit par la formule (A-19) :

$$I_{mes}^0 = V^n \cdot \left[ \frac{Z_l^d \cdot l_{def}}{Z_l^d \cdot l_{def} + \frac{Z_l^i \cdot l_{def} \cdot [Z_{n+C_0} + Z_l^0 \cdot l_{def}]}{Z_l^i \cdot l_{def} + Z_{n+C_0} + Z_l^0 \cdot l_{def}}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{Z_{n+C_0} + Z_l^0 \cdot l_{def}} \quad (A-19)$$

❖ **Étude de la sensibilité du courant homopolaire en fonction du lieu de mesure, pour un défaut biphasé à la terre**

$\frac{\partial I_{mes}^2}{\partial L_{mes}} = 0 \Rightarrow$  Le courant homopolaire ne varie pas en fonction du point du mesure pour un

lieu de défaut fixé (Figure A-33,a).

❖ **Étude de la sensibilité du courant homopolaire en fonction du lieu de défaut, pour un défaut biphasé à la terre**

La composante homopolaire du courant de défaut lors d'un défaut biphasé avec la terre est celle qui varie le moins parmi toutes les composantes symétriques du courant. Le courant homopolaire est lié au défaut lui-même et aussi au capacitif entier du départ.



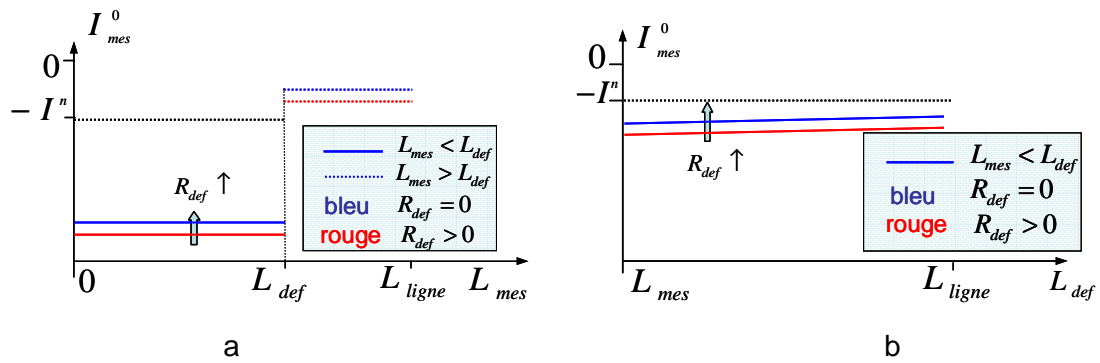


Figure A-33 Défaut biphasé avec terre - La variation du courant homopolaire mesuré en fonction de la résistance de défaut et de la : a – distance du point de mesure ; b – distance du lieu de défaut

❖ **Étude de la sensibilité du courant direct, inverse et homopolaire en fonction de la résistance du défaut, pour un défaut biphasé à la terre**

L'influence de la résistance du défaut sur les composantes symétriques reste toujours négative par rapport aux précisions de discrimination. Les défauts résistifs seront toujours les plus difficiles à discriminer.

La composante homopolaire du courant est peu sensible au lieu du défaut et alors défavorable pour la discrimination. A cause de l'insensibilité du courant à la variation du point de mesure, nous choisirons la tension comme la grandeur utilisable. Si la dépendance en fonction de lieu de mesure n'est pas utilisée, les plages de variations du courant et de la tension seront comparables mais il faut les évaluer sur différents réseaux d'étude car les formules ne permettent pas de quantifier l'étendue de la plage (pour les formules simplifiées, les courants directs et inverses seront infinis lors d'un défaut en tête du départ).

## Annexe 7 : Le réseau – les types et caractéristiques des conducteurs

Le Tableau A-3 présente les différents types de conducteurs :

Tableau A-3. Caractéristiques des conducteurs HTA

Type (1)		Type (2)	
Nature	Souterrain	Nature	Souterrain
Métal	Aluminium	Métal	Aluminium
Technologie	HN 33 S 23	Technologie	HN 33 S 23
Section (mm <sup>2</sup> )	630	Section (mm <sup>2</sup> )	240
I max (A)	1795	I max (A)	400
Résistance ( $\Omega$ /km)	0.063	Résistance ( $\Omega$ /km)	0.125
Réactance ( $\Omega$ /km)	0.1	Réactance ( $\Omega$ /km)	0.1
Capacité homopolaire (nF/km)	445	Capacité homopolaire (nF/km)	250
Surintensité en secours (pu)	1	Surintensité en secours (pu)	1
Taux de défaillance (nb/an/100 km)	4	Taux de défaillance (nb/an/100 km)	4
Type (3)		Type (4)	
Nature	Souterrain	Nature	Aérien
Métal	Aluminium	Métal	Almélec
Technologie	HN 33 S 23	Technologie	Bois rigide
Section (mm <sup>2</sup> )	150	Section (mm <sup>2</sup> )	54
I max (A)	309	I max (A)	197
Résistance ( $\Omega$ /km)	0.2	Résistance ( $\Omega$ /km)	0.613
Réactance ( $\Omega$ /km)	0.1	Réactance ( $\Omega$ /km)	0.35
Capacité homopolaire (nF/km)	205	Capacité homopolaire (nF/km)	5
Surintensité en secours (pu)	1	Surintensité en secours (pu)	1
Taux de défaillance (nb/an/100 km)	4	Taux de défaillance (nb/an/100 km)	5
Type (5)		Type (6)	
Nature	Aérien	Nature	Souterrain
Métal	Almélec	Métal	Aluminium
Technologie	NC	Technologie	HN 33 S 23
Section (mm <sup>2</sup> )	148	Section (mm <sup>2</sup> )	95
I max (A)	369	I max (A)	239
Résistance ( $\Omega$ /km)	0.2236	Résistance ( $\Omega$ /km)	0.3158
Réactance ( $\Omega$ /km)	0.35	Réactance ( $\Omega$ /km)	0.1
Capacité homopolaire (nF/km)	5	Capacité homopolaire (nF/km)	177.5
Surintensité en secours (pu)	1	Surintensité en secours (pu)	1
Taux de défaillance (nb/an/100 km)	5	Taux de défaillance (nb/an/100 km)	4
Type (7)		Type (8)	
Nature	Aérien	Nature	Aérien
Métal	Cuivre	Métal	Almélec
Technologie	NC	Technologie	NC
Section (mm <sup>2</sup> )	48	Section (mm <sup>2</sup> )	75
I max (A)	247	I max (A)	242
Résistance ( $\Omega$ /km)	0.375	Résistance ( $\Omega$ /km)	0.4413
Réactance ( $\Omega$ /km)	0.35	Réactance ( $\Omega$ /km)	0.35
Capacité homopolaire (nF/km)	5	Capacité homopolaire (nF/km)	5
Surintensité en secours (pu)	1	Surintensité en secours (pu)	1
Taux de défaillance (nb/an/100 km)	5	Taux de défaillance (nb/an/100 km)	5

Type (9)		Type (10)	
Nature	Aérien	Nature	Aérien
Métal	Almélec	Métal	Cuivre
Technologie	NC	Technologie	NC
Section (mm <sup>2</sup> )	34	Section (mm <sup>2</sup> )	29
I max (A)	148	I max (A)	181
Résistance ( $\Omega$ /km)	0.9735	Résistance ( $\Omega$ /km)	0.6207
Réactance ( $\Omega$ /km)	0.35	Réactance ( $\Omega$ /km)	0.35
Capacité homopolaire (nF/km)	5	Capacité homopolaire (nF/km)	5
Surintensité en secours (pu)	1	Surintensité en secours (pu)	1
Taux de défaillance (nb/an/100 km)	5	Taux de défaillance (nb/an/100 km)	5
Type (11)			
Nature	Souterrain		
Métal	Aluminium		
Technologie	Papier unipolaire		
Section (mm <sup>2</sup> )	75		
I max (A)	173		
Résistance ( $\Omega$ /km)	0.4		
Réactance ( $\Omega$ /km)	0.1		
Capacité homopolaire (nF/km)	336.5		
Surintensité en secours (pu)	1		
Taux de défaillance (nb/an/100 km)	4		

La Figure A-34 fournit les caractéristiques des conducteurs HTA du départ considéré :

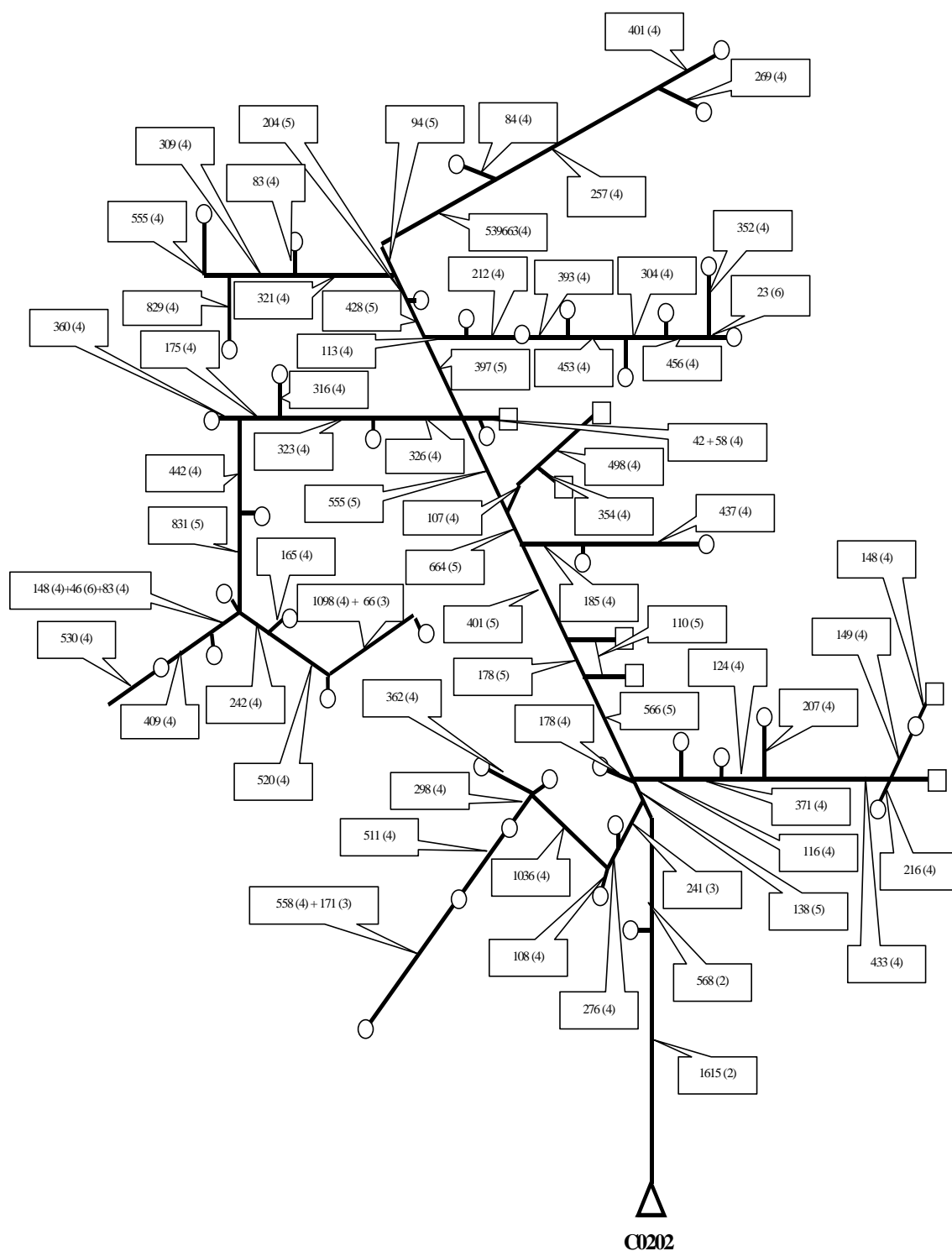


Figure A-34 Caractéristiques des conducteurs HTA du départ C0202

Dans la figure, nous présentons les longueurs (en m) pour chaque tronçon et le type de conducteur (chiffre faisant référence au tableau précédent) sous la forme (X (Y)). Les longueurs ont été doublées dans les simulations pour afficher des longueurs compatibles avec celles couramment rencontrées dans les réseaux de distribution.

## Annexe 8 : Le réseau – Les caractéristiques de charges

La Figure A-35 fournit les caractéristiques des charges HTA et BT du départ considéré :

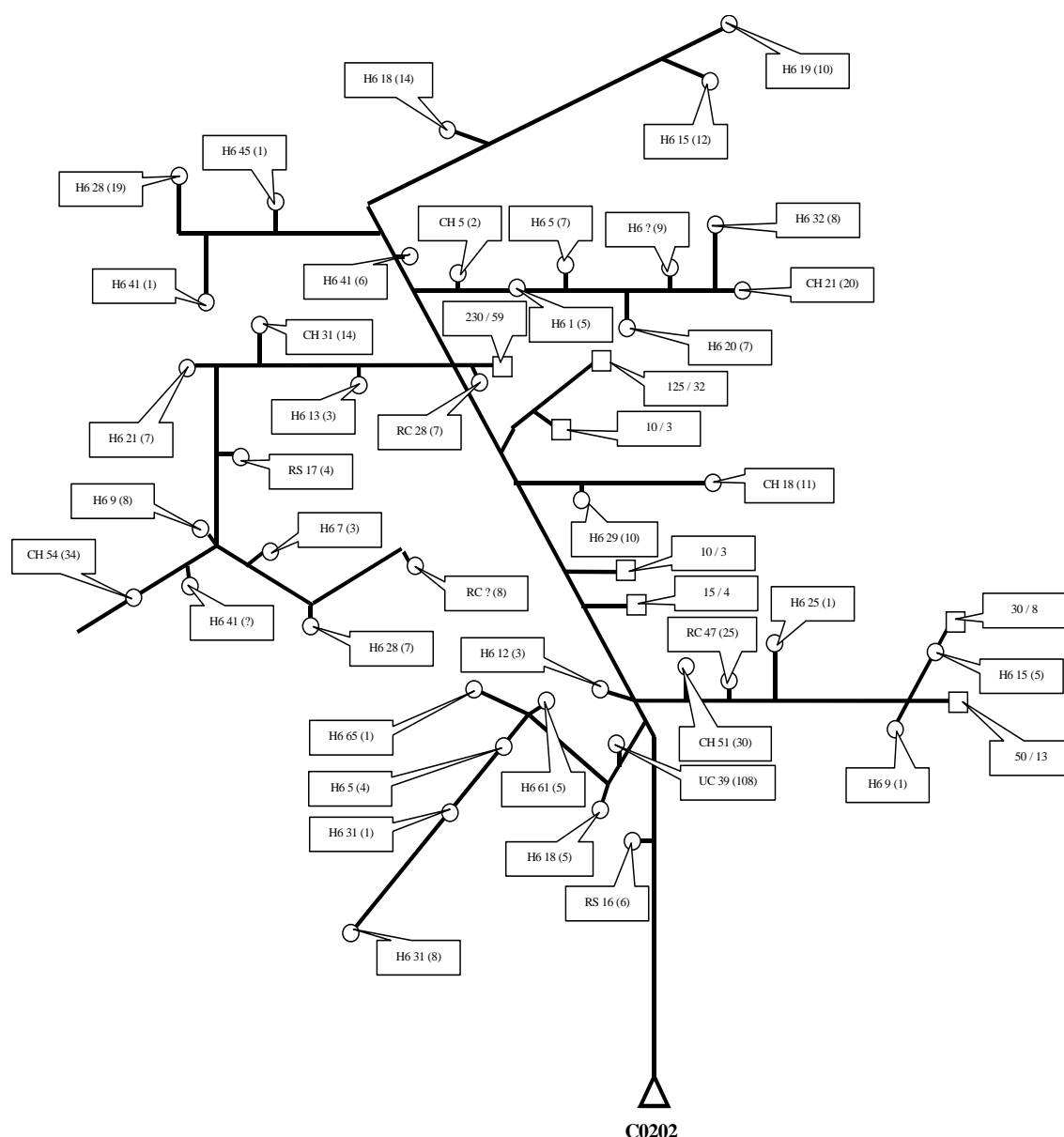


Figure A-35 Caractéristiques des charges HTA du départ C0202

Sur chacun des départs, nous avons fait figurer les charges BT (○) et HTA (□). Les charges BT correspondent à des postes de distribution publique HTA/BT et les charges HTA correspondent à des clients directement connectés au réseau de distribution public 20 kV. Ainsi, pour les charges HTA, nous fournissons la puissance souscrite du client HTA (en kW) et la charge (en kVA) qui correspond à la consommation effective à la pointe du client HTA, sous la forme (X / Y). Les charges HTA seront prises avec un  $\cos \varphi$  équivalent de 0.9805 (ce qui correspond à un  $\tan \varphi$  de 0.2). Pour les charges BT, nous fournissons le type de

poste de distribution public, la charge (en kVA) et le nombre de clients BT raccordés au poste considéré, sous la forme (A B (C)). Les charges BT agrégées seront également prises avec un  $\cos \varphi$  équivalent de 0.9805 (ce qui correspond à un  $\tan \varphi$  de 0.2). Les charges triphasées seront considérées comme des charges en étoile.

## Annexe 9 : Les variations de grandeurs vérifiées avec MATH CAD – défaut triphasé, biphasé isolé, biphasé terre et monophasé

Nous avons vérifié les tendances de variation trouvées analytiquement par une application numérique sur un réseau de test très simple. Nous montrerons ces résultats chiffrés pour illustrer la plage de variation des grandeurs étudiées. Les résultats seront présentés seulement dans le cas du défaut monophasé, car c'est celui qui est le plus fréquemment rencontré sur les réseaux de distribution HTA. Les résultats pour les autres défauts sont montrés à la fin de cette annexe.

### Le réseau école

Le réseau test utilisé, pour cette étude de vérification, est un réseau simplifié de tension composée efficace 20 kV comme illustré à la Figure A-36. Le réseau est composé d'une source parfaite, d'un transformateur dont le neutre est mis à la terre par une impédance  $Z_n$  et d'une ligne de 10 km (conducteur aérien de type Almelec 54 mm<sup>2</sup>) présentée dans l'Annexe 7. La seule charge qui se trouve en fin de ligne n'est pas prise en compte pour les calculs de réglages ; on va alors considérer une valeur d'impédance infinie. Dans cette figure, les grandeurs sont montrées en composantes directes, inverse et homopolaire. Le cas du transformateur avec les impédances directe et homopolaire égales est un cas particulier des transformateurs monopoles ou unipolaires.

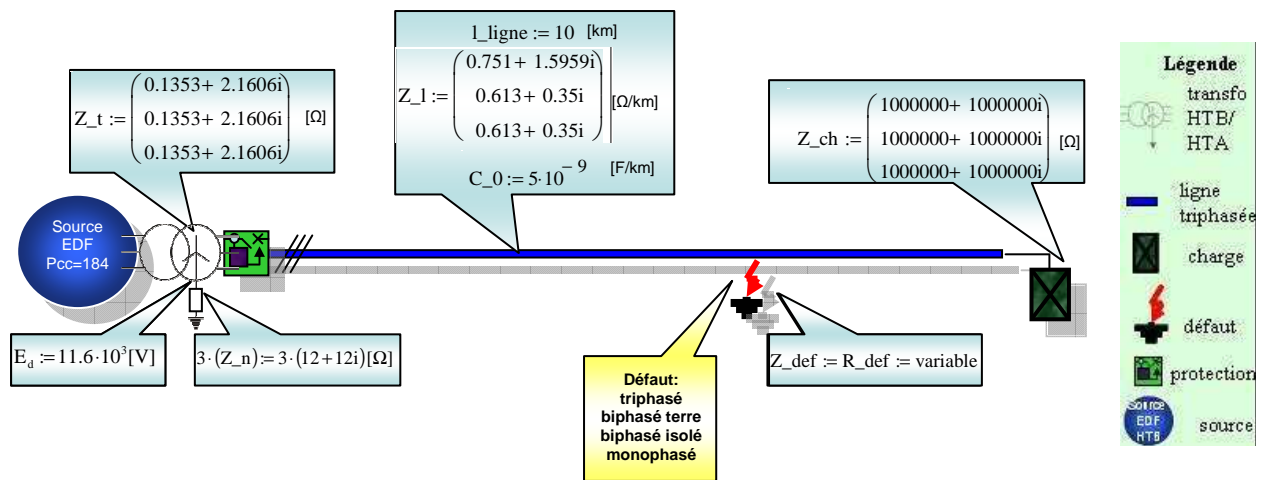


Figure A-36 Le réseau école utilisé pour l'application numérique

Les calculs ont été conduits pour les défauts triphasé, biphasé isolé, biphasé avec terre et monophasé, mais, comme nous avons mentionné dans le chapitre II, nous allons nous concentrer sur le défaut monophasé.

### Exemple de variations pour un défaut monophasé

Cette partie montre les plages de variations des grandeurs étudiées précédemment. Ces valeurs ont été obtenues en utilisant les formules présentées dans l'analyse théorique et calculées avec un logiciel de calculs mathématiques (MATH CAD). Comme pour l'analyse théorique, les figures montrent la variation de chaque grandeur en fonction de deux paramètres (lieu de défaut :  $L_{\text{def}}$  – axe appelé « défaut » et point de mesure :  $L_{\text{mes}}$  – axe appelé « mesure »). Le départ a été divisé en fonction de sa longueur (et par conséquent de son impédance, car ce départ étudié est homogène). Dans la Figure A-37, nous montrons les variations de la tension directe.

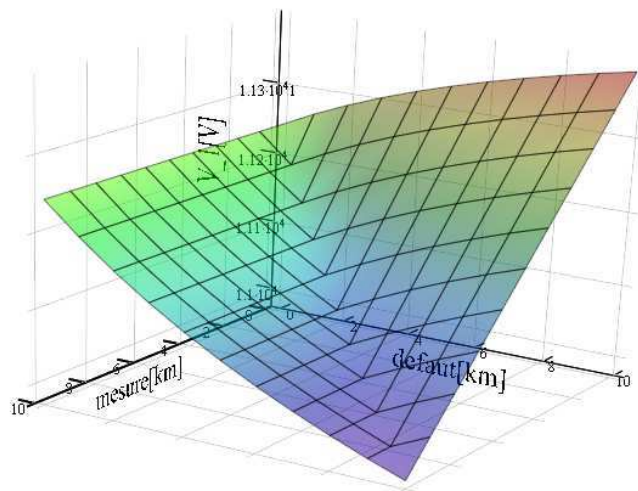


Figure A-37 Le module de la tension directe en fonction du lieu de mesure et du lieu de défaut

On observe que la tension  $pV_n$  (où  $p$  est présentée dans l'équation (II-13)) est en réalité la limite inférieure pour les variations en fonction de point de mesure et que pour une mesure en tête du départ, la variation en fonction du lieu de défaut sur notre réseau simplifié, n'arrive pas à cette valeur inférieure.

Le module de la tension inverse est présenté dans la Figure A-38, en fonction du lieu du défaut et du lieu de mesure. Les valeurs théoriques négatives de la tension inverse, montrées dans la Figure II-8,b, correspondant à la formule (II-8), sont confirmées et illustrées dans les Figure A-39,a pour la partie réelle et Figure A-39,b pour la partie imaginaire.

La composante homopolaire est la plus intéressante pour la discrimination car elle a une variation plus importante en fonction du lieu de défaut par rapport aux autres composantes de la tension (Figure A-40). Rappelons cependant que cette composante homopolaire a des valeurs négatives dont nous montrons la partie réelle et la partie imaginaires dans les Figure A-41, a et Figure A-41,b. On voit bien que la tendance théorique (décroissance) est respectée par le module et aussi par la partie réelle (qui l'emporte devant la partie imaginaire).



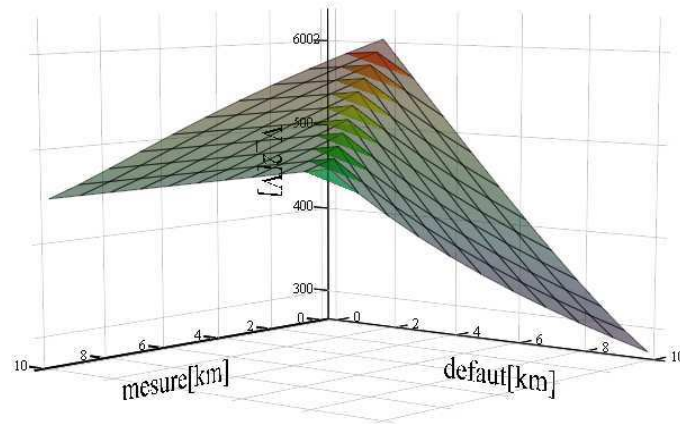


Figure A-38 Le module de la tension inverse en fonction du lieu de mesure et du lieu de défaut

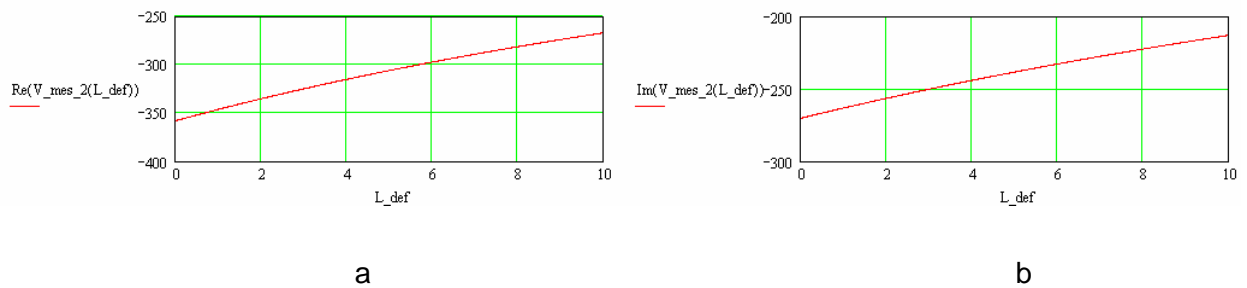


Figure A-39 La tension inverse : a – la partie réelle; b - la partie imaginaire

En conclusion, la tension homopolaire est la plus sensible à la variation du lieu de défaut et ainsi, comme il a déjà été expliqué dans l'analyse théorique, elle peut permettre de détecter la présence d'un défaut car elle est nulle en fonctionnement normal.

Les composantes du courant (directe, inverse et homopolaire) sont moins sensibles aux variations du lieu du défaut par rapport à la composante homopolaire de la tension. Ces composantes sont évidemment très faiblement liées aux lieux de mesure (car le départ n'a pas de piquages - charges dans le réseau).

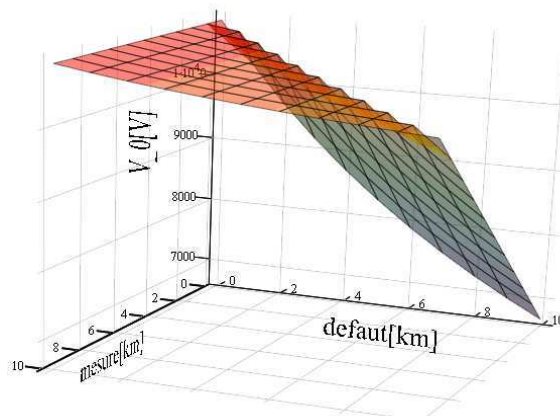
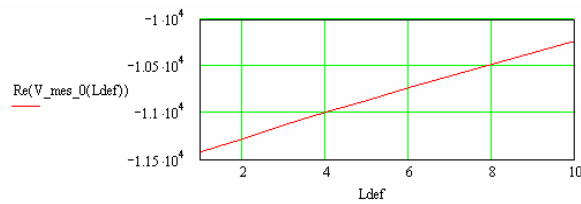
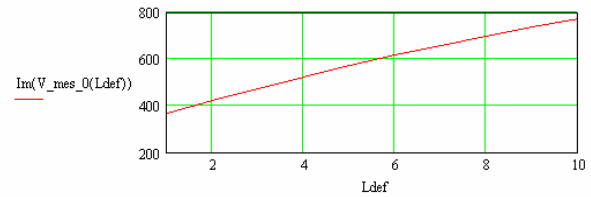


Figure A-40 Le module de la tension homopolaire en fonction du lieu de mesure et du lieu de défaut



a



b

Figure A-41 La tension homopolaire : a – la partie réelle; b - la partie imaginaire

Pour le courant, il est suffisant de montrer la composante directe, Figure A-42, sachant que les deux autres composantes sont égales à celle-ci. Comme nous avons conclu dans l'analyse, le courant n'est pas très sensible au lieu de défaut alors la discrimination en utilisant le courant semble plus difficile qu'en utilisant la tension.

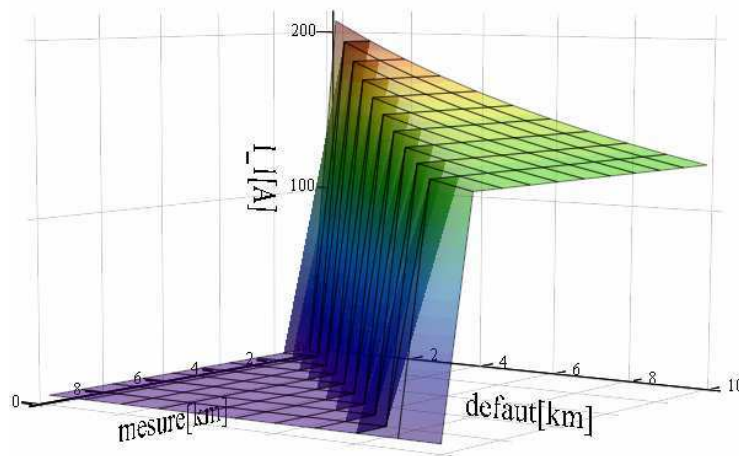


Figure A-42 Le module du courant direct

L'impédance présente une capacité de discrimination acceptable, comme montré dans la Figure A-43. Dans cette figure, nous avons réduit l'échelle aux valeurs calculées pour un point de mesure en amont du lieu de défaut car les autres valeurs sont très importantes par rapport à celles-ci et les variations ne seraient plus visibles. L'impédance comporte aussi la somme ( $54 \Omega$ ) du capacitif du départ et des impédances inverse et homopolaire du transformateur, voir l'équation (II-19). Si on supprimait cette impédance, on trouverait que l'impédance calculée commence depuis 0, comme attendu.

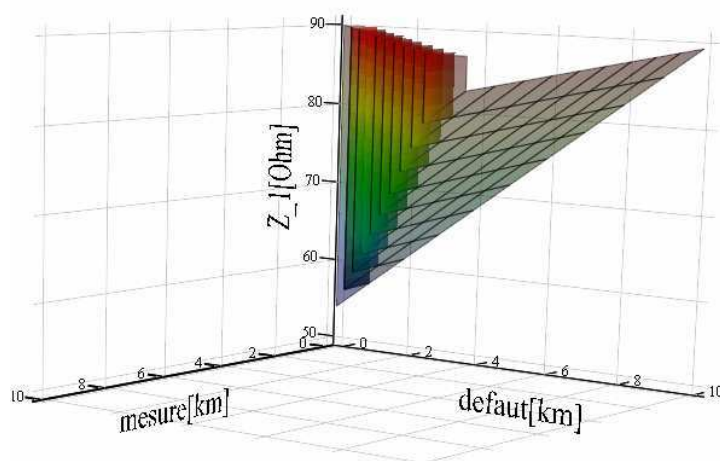


Figure A-43 L'impédance directe

Dans la Figure A-44, nous présentons l'évolution de l'impédance de phase. On observe que la variation en fonction du lieu de mesure est plus importante que celle de l'impédance directe calculée, comme nous avons conclu dans l'analyse théorique. Il y n'a plus l'apport de l'impédance de mise à la terre, du capacitif et de la partie homopolaire du transformateur, comme il est attendu d'après les formules (II-19) et (II-23).

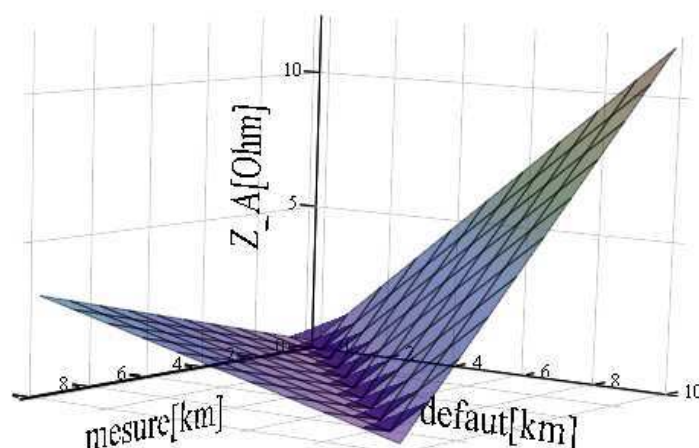


Figure A-44 L'impédance de phase

Dans le Tableau A-4, nous montrons les valeurs limites des variations des grandeurs étudiées.

Tableau A-4. Les valeurs numériques des différentes grandeurs lors d'un défaut monophasé

Variation	Valeur	Grandeur						
		$V^1$	$V^2$	$V^0$	$I^1$	$I^2$	$I^0$	$Z^1$
$f(L_{\text{def}})$ $L_{\text{mes}}=0$	min	11240	275.786	6696,3	127.402	127.394	127.394	54.241
	max	11390	448.779	10900	207.313	207,304	207,305	89.391
$f(L_{\text{mes}})$ $L_{\text{def}}=L_{\text{Ligne}}$	min	10980	275.786	6696	127.402	127.394	127.394	86.534
	max	11390	627.412	10370	127.402	127.394	127.394	89.391

En conclusion, les tendances des variations trouvées dans l'étude analytique ont été vérifiées en utilisant un logiciel de calcul mathématique. Le tableau sert à quantifier les plages de variation. Et du point de vue de la plage de variation, la tension homopolaire est la plus sensible au lieu de défaut monophasé.

Dans cette annexe, nous présentons les variations de grandeurs faites afin de confirmer les tendances conclues dans l'analyse électrotechnique.

### Défaut triphasé

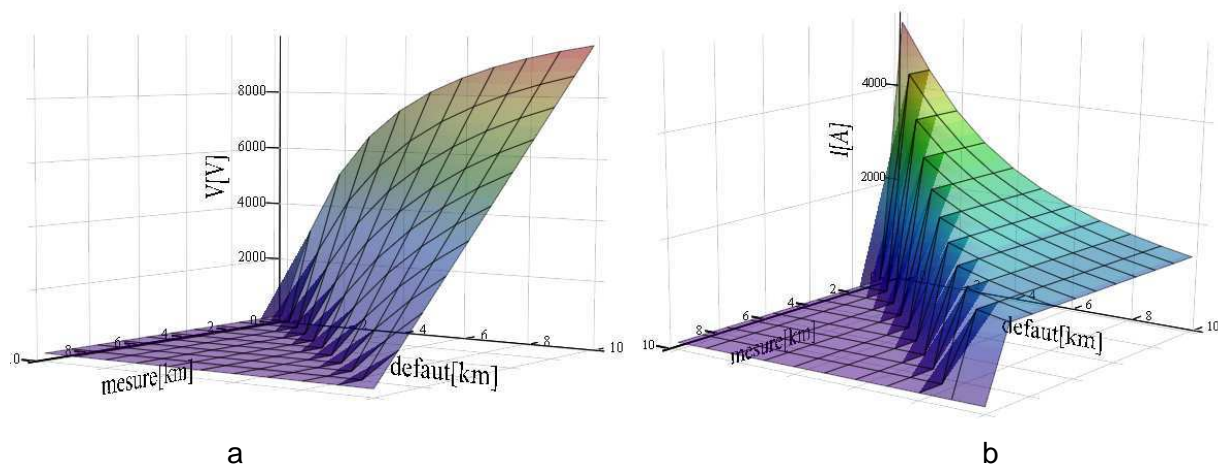


Figure A-45 a- Tension directe b- Courant direct

### Défaut biphasé isolé

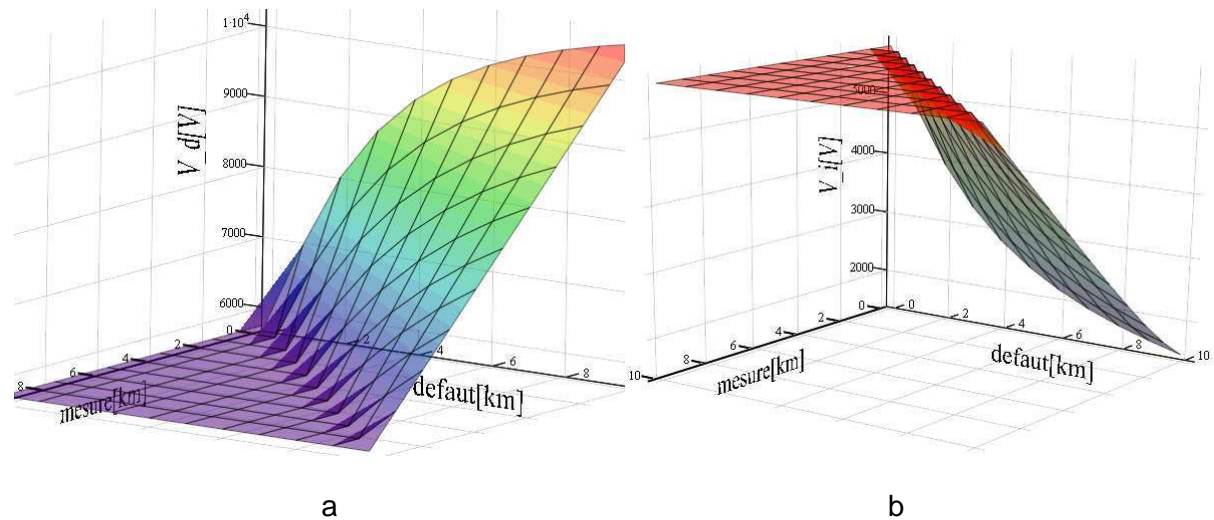


Figure A-46 a- Tension directe b- Tension inverse

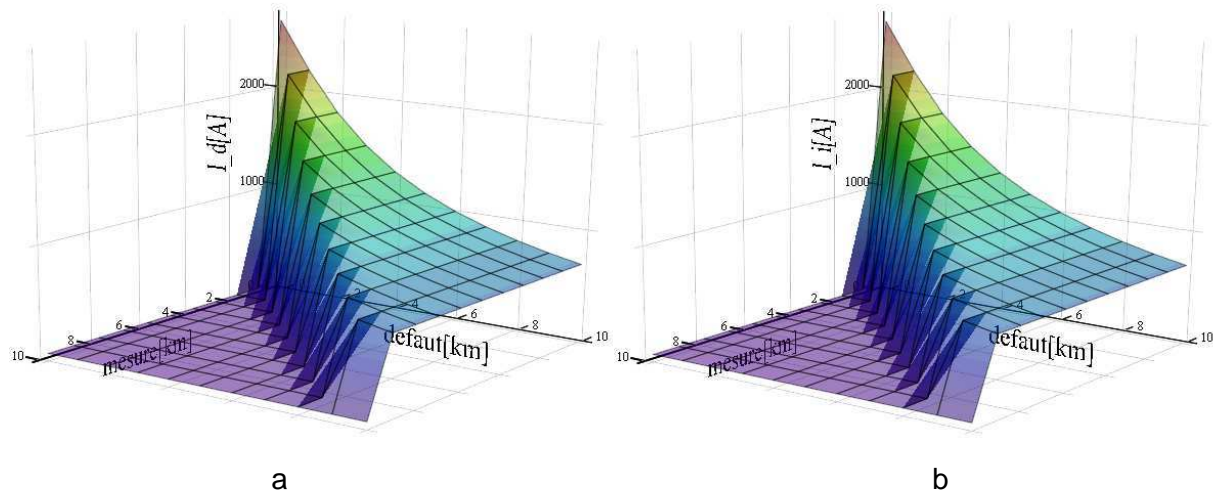


Figure A-47 a- Courant direct ; b- Courant inverse

### Défaut biphasé à la terre

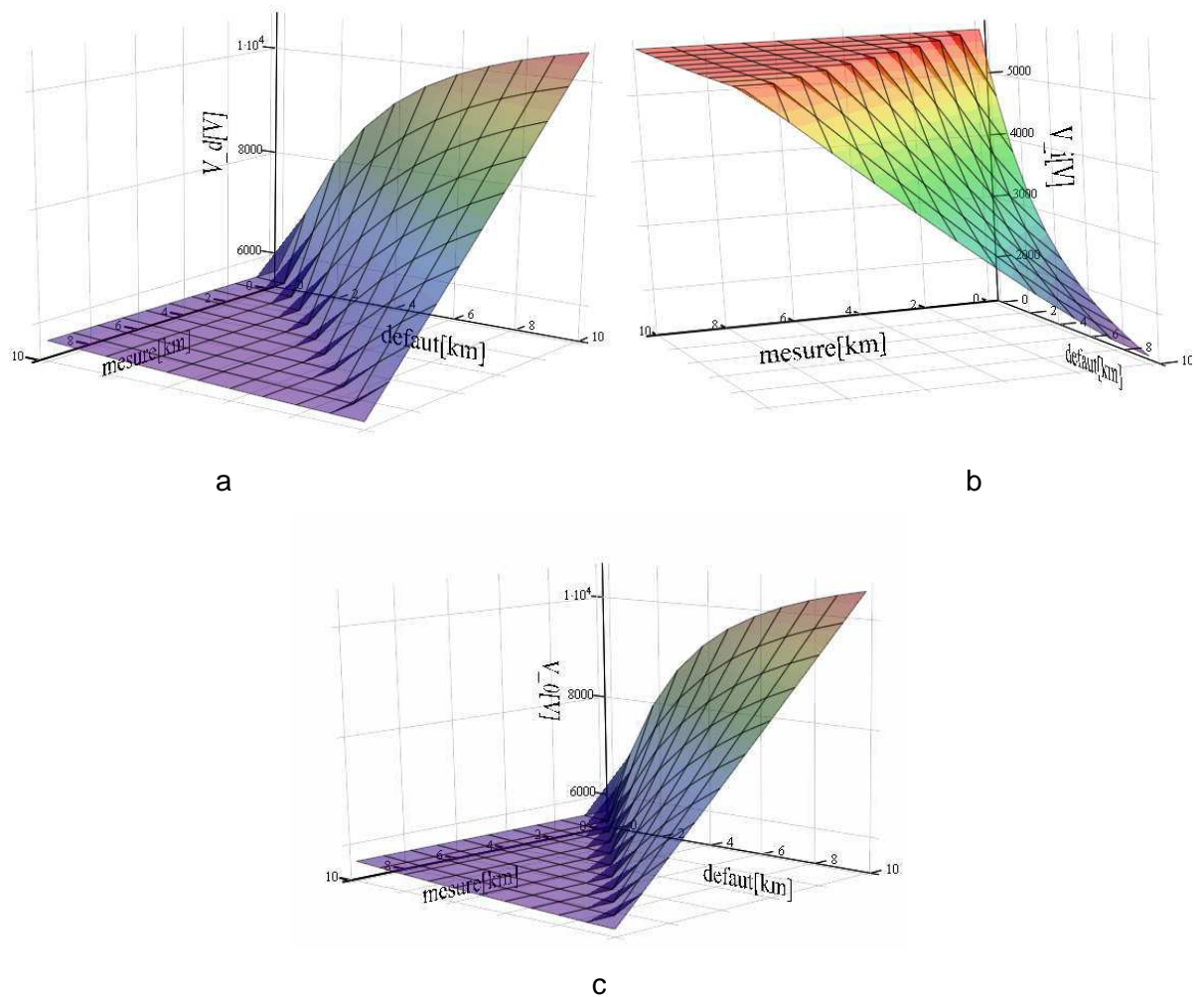


Figure A-48 a- Tension directe ; b- Tension inverse ; c- Tension homopolaire



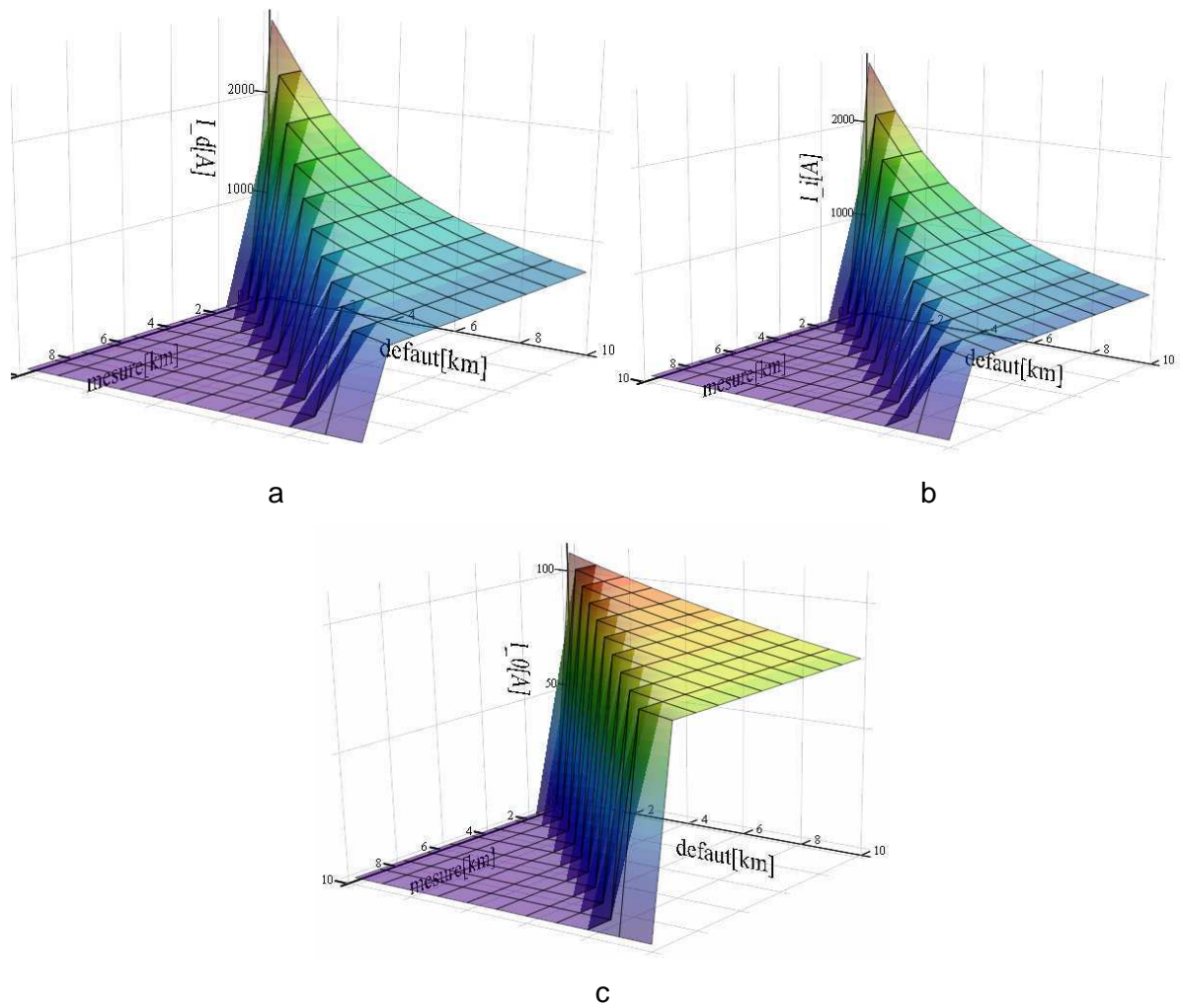


Figure A-49 a- Courant direct ; b- Courant inverse ; c- Courant homopolaire

## Annexe 10 : La dépendance de l'impédance calculée à la résistance du défaut

Dans cette annexe, nous expliquons pourquoi l'impédance calculée avec l'équation (III-1) dépend de la résistance du défaut. Nous rappelons le schéma en composantes symétriques (Figure A-50) et nous l'appliquons pour la protection PS (car les équations sont plus simples à écrire pour  $L_{mes}=0$ ).

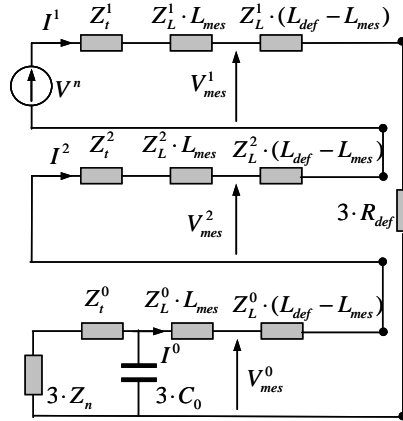


Figure A-50 Le schéma (directe, inverse et homopolaire) dans le cas de défaut monophasé

On observe que la chute de tension sur la résistance de défaut est égale à la somme des tensions mesurées et des chutes de tensions sur les impédances (directe, inverse et homopolaire qui se retrouvent entre le point de mesure et le lieu de défaut). Cette deuxième loi de Kirchhoff est écrite dans l'équation (A-20) :

$$V_{mes}^1 - Z_l^1 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^1 + V_{mes}^2 - Z_l^1 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^2 + V_{mes}^0 - Z_l^0 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^0 - 3 \cdot R_{def} \cdot I_{mes}^1 = 0 \quad (A-20)$$

En tenant compte du fait que la tension de phase est la somme de composantes symétriques, elle s'écrit (A-21) :

$$V_A = V_{mes}^1 + V_{mes}^2 + V_{mes}^0 = Z_l^1 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^1 + Z_l^1 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^2 + Z_l^0 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^0 + 3 \cdot R_{def} \cdot I_{mes}^1 \quad (A-21)$$

Le courant compensé de phase est (A-22) :

$$I_A^c = I_A + k_0 \cdot I_R \Rightarrow I_A^c = I_{mes}^1 + I_{mes}^2 + I_{mes}^0 + \frac{Z_l^0 - Z_l^1}{3 \cdot Z_l^1} \cdot 3 \cdot I_{mes}^0 \Rightarrow \quad (A-22)$$

$$\Rightarrow I_A^c = I_{mes}^1 + I_{mes}^2 + I_{mes}^0 \cdot \frac{Z_l^0}{Z_l^1}$$

En tenant compte que les courants direct, inverse et homopolaire sont quasiment égaux, la formule (III-1) devient alors l'équation :

$$\begin{aligned}
 Z_{calc}^1 &= \frac{Z_l^1 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^1 + Z_l^1 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^2 + Z_l^0 \cdot l_{def} \cdot I_{mes}^0 + 3 \cdot R_{def} \cdot I_{mes}^1}{I_{mes}^1 + I_{mes}^2 + I_{mes}^0 \cdot \frac{Z_l^0}{Z_l^1}} \Rightarrow \\
 \Rightarrow Z_{calc}^1 &= \frac{I_{mes}^1 \cdot (2 \cdot Z_l^1 \cdot l_{def} + Z_l^0 \cdot l_{def} + 3 \cdot R_{def})}{I_{mes}^1 \cdot \left(2 + \frac{Z_l^0}{Z_l^1}\right)} \Rightarrow Z_{calc}^1 = \frac{(2 \cdot Z_l^1 \cdot l_{def} + Z_l^0 \cdot l_{def} + 3 \cdot R_{def})}{\left(2 + \frac{Z_l^0}{Z_l^1}\right)} \Rightarrow \\
 \Rightarrow Z_{calc}^1 &= \frac{(2 \cdot Z_l^1 \cdot l_{def} + Z_l^0 \cdot l_{def} + 3 \cdot R_{def})}{2Z_l^1 + Z_l^0} \cdot Z_l^1 \Rightarrow Z_{calc}^1 = Z_l^1 \cdot l_{def} + \frac{3 \cdot R_{def}}{2Z_l^1 + Z_l^0} \cdot Z_l^1
 \end{aligned}
 \tag{A-23}$$

Cette équation (A-23) est réduite à l'équation de l'impédance de conducteur jusqu'au défaut dans le cas du défaut franc. Mais pour les défauts résistifs, l'impédance calculée directe est influencée par la résistance du défaut.



## Annexe 11 : Les performances obtenues avec des différents $k_0$

Dans la Figure A-51, nous présentons les performances obtenues en utilisant les coefficients pour deux itérations successives (1 et 2). On observe que dans la figure b que l'on a une meilleure discrétisation des valeurs (plus de dégradés de couleurs et des surfaces interpolées plus fines).

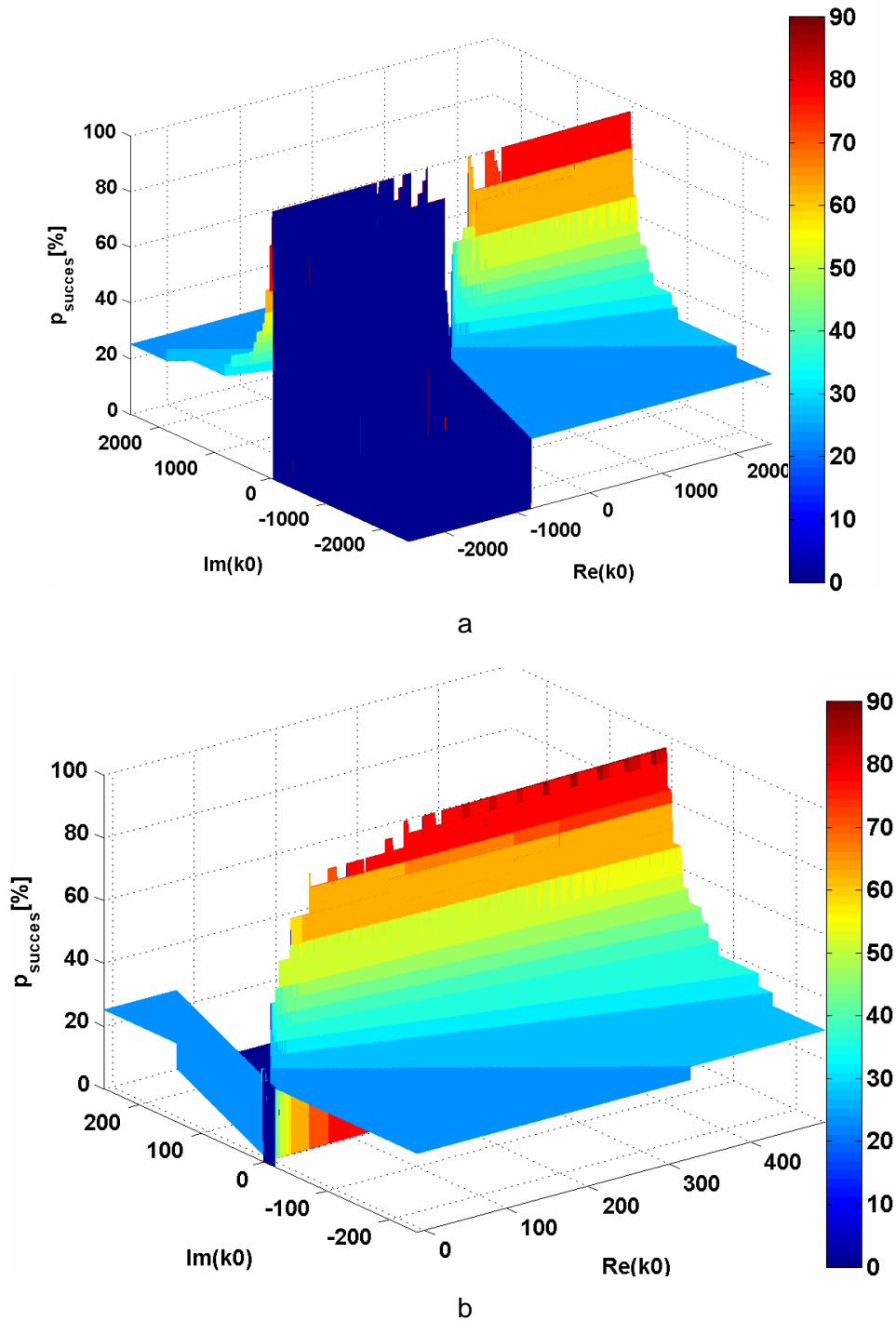


Figure A-51 Performances obtenues avec les coefficients  $k_0$  : a- itération 1 ; b- itération 2

## **Annexe 12 : Les cas de positionnements possibles pour les valeurs d'impédance calculée. Calcul de discrimination en utilisant la méthode 4 avec les seuils en deux dimensions.**

Nous avons déterminé 24 cas de situations de positionnement des valeurs d'impédance calculée. Chaque cas sera caractérisé par quelques paramètres. Avant de décrire ces cas, il faut définir les termes utilisés :

- $m_{Ldef}$  – la pente de la droite de variation en fonction du lieu du défaut ;
- $m_{Rdef}$  – la pente de la droite de variation en fonction de la résistance du défaut ;
- $Z_{Ldef\ n}$  – l'impédance calculée pour un défaut franc qui a eu lieu à l'endroit « n » ;
- $Z_{Rdef\ m}$  – l'impédance calculée pour un défaut avec la résistance du défaut de « m »  $\Omega$  qui a eu lieu en tête du départ ;
- $Z_{calc}$  – l'impédance calculée pour un lieu de défaut donné avec une résistance de défaut donnée (valeur étudiée pour la discrimination de la zone en défaut)
- $Z_{eq\_seuil}$  – valeur d'impédance qui appartient de la droite de seuil et qui a la partie réelle égale à la partie réelle de  $Z_{calc}$

Afin de caractériser les cas, on utilise comme éléments d'identification les grandeurs suivantes (chaque élément correspond à une colonne du tableau suivant) :

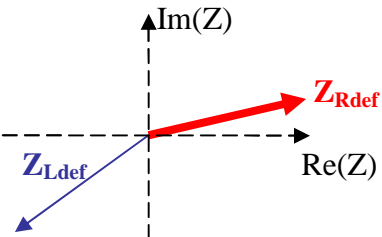
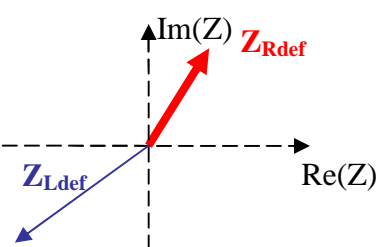
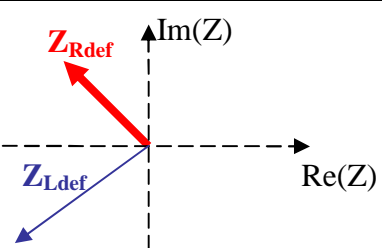
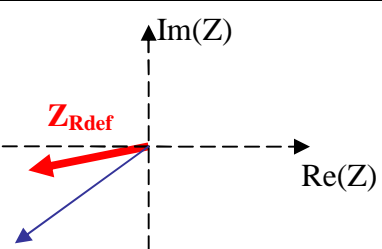
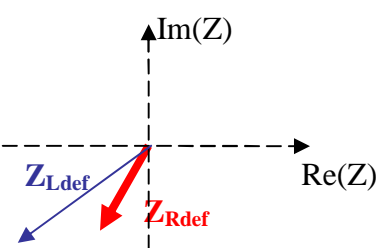
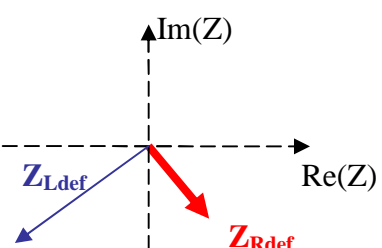
- «  $m_{Ldef} - m_{Rdef}$  » - le signe de la différence entre les deux pentes de droites de variations (en fonction du lieu du défaut et en fonction de la résistance du défaut)
- «  $m_{Ldef}$  » - le signe de la pente de la droite de variation en fonction du lieu du défaut
- «  $m_{Rdef}$  » - le signe de la pente de la droite de variation en fonction de la résistance du défaut
- «  $Im(Z_{Ldef\ 2} - Z_{Ldef\ 1})$  » - le signe de la partie imaginaire de la différence entre deux valeurs de défauts francs successifs (lieu de défaut). Il est utilisé afin de déterminer la monotonie sur la partie imaginaire de la variation en fonction du lieu du défaut.
- «  $Re(Z_{Ldef\ 2} - Z_{Ldef\ 1})$  » - le signe de la partie réelle de la différence entre deux valeurs de défauts francs successifs (lieu de défaut). Il est utilisé afin de déterminer la monotonie sur la partie réelle de la variation en fonction du lieu du défaut.
- «  $Im(Z_{Rdef\ 2} - Z_{Rdef\ 1})$  » - le signe de la partie imaginaire de la différence entre deux valeurs de défauts en tête du départ avec des résistances de défaut différentes. Il est utilisé afin de déterminer la monotonie sur la partie imaginaire de la variation en fonction de la résistance du défaut.
- «  $Re(Z_{Rdef\ 2} - Z_{Rdef\ 1})$  » - le signe de la partie réelle de la différence entre deux valeurs de défauts en tête du départ avec des résistances de défaut différentes. Il est utilisé afin de déterminer la monotonie sur la partie réelle de la variation en fonction de la résistance du défaut.

- «  $\text{Im}(Z_{\text{calc}}) - \text{Im}(Z_{\text{eq\_seuil}})$  amont seuil » - le signe entre la partie imaginaire de l'impédance calculée et la partie imaginaire correspondant à la partie réelle de l'impédance calculée sur l'équation de la droite du seuil.

Le tableau suivant présente les cas de positionnement possibles pour les valeurs d'impédance calculées. La détermination de cas de positionnement des valeurs est utilisée dans le calcul de discrimination de la méthode 4. Afin de trouver le cas de positionnement, nous avons vérifié les signes des colonnes 3 jusqu'à 9. Ensuite pour chaque défaut, l'impédance calculée a été utilisée pour déterminer le signe de la différence :  $\text{Im}(Z_{\text{calc}}) - \text{Im}(Z_{\text{eq\_seuil}})$ . Le signe de la différence a été comparé avec le signe de la 10<sup>ème</sup> colonne afin de discriminer les défauts « vus » en amont (si le signe est respecté) ou en aval (dans le cas opposé).

CAS	FIGURE	$m_{Ldef} - m_{Rdef}$	$m_{Ldef}$	$m_{Rdef}$	$Im(Z_{Ldef\ 2} - Z_{Ldef\ 1})$	$Re(Z_{Ldef\ 2} - Z_{Ldef\ 1})$	$Im(Z_{Rdef\ 2} - Z_{Rdef\ 1})$	$Re(Z_{Rdef\ 2} - Z_{Rdef\ 1})$	$Im(Z_{calc}) - Im(Z_{eq\_seuil})$ mont seuil
1		>	>0	>0	>0	>0	>0	>0	<0
2		<	>0	>0	>0	>0	>0	>0	>0
3		>	>0	<0	>0	>0	>0	<0	<0
4		>	>0	>0	>0	>0	<0	<0	<0
5		<	>0	>0	>0	>0	<0	<0	>0
6		>	>0	<0	>0	>0	<0	>0	<0

7		<	<0	>0	>0	<0	>0	>0	<0
8		>	<0	<0	>0	<0	>0	<0	>0
9		<	<0	<0	>0	<0	>0	<0	<0
10		<	<0	>0	>0	<0	<0	<0	<0
11		>	<0	<0	>0	<0	<0	>0	>0
12		<	<0	<0	>0	<0	<0	>0	<0

13		>	>0	>0	<0	<0	>0	>0	>0
14		<	>0	>0	<0	<0	>0	>0	<0
15		>	>0	<0	<0	<0	>0	<0	>0
16		>	>0	>0	<0	<0	<0	<0	>0
17		<	>0	>0	<0	<0	<0	<0	<0
18		>	>0	<0	<0	<0	<0	>0	>0

19		<	<0	>0	<0	>0	>0	>0	>0
20		>	<0	<0	<0	>0	>0	<0	<0
21		<	<0	<0	<0	>0	>0	<0	>0
22		<	<0	>0	<0	>0	<0	<0	>0
23		>	<0	<0	<0	>0	<0	>0	<0
24		<	<0	<0	<0	>0	<0	>0	>0

## Annexe 13 : Les formules de calcul du pourcentage de discrimination correcte

Il y a deux façons utilisées pour calculer le pourcentage de discrimination correcte en utilisant les probabilités de défaut :

- par rapport aux zones ;
- par rapport aux seuils.

La première façon est utilisée pour les premières trois méthodes. Ces méthodes assurent que tous les défauts plus éloignés ou plus résistifs qu'un défaut donné, seront « vus » toujours comme plus éloignés. C'est-à-dire que si le défaut franc juste après la fin d'une zone est « vu » en dehors de cette zone, tous les défauts plus éloignés et plus résistifs seront « vus » aussi en dehors. Par construction des seuils, le défaut franc juste après la zone analysée sera discriminé en dehors de la zone et jamais dans l'intérieur. Donc, afin de réduire le temps de calcul, nous considérons que ces autres défauts sont correctement discriminés en dehors de la zone. La probabilité est alors calculée pour les défauts qui ont eu lieu dans la zone analysée. Donc le calcul est fait par zones, comme il est montré dans l'équation (A-24). Pour les deux protections, la probabilité pour leur zone 1 est faite en utilisant leur seuil<sub>1</sub> sur les défauts dans leur zone<sub>1</sub>. Pour la protection PS, la probabilité pour la zone 2 est faite en utilisant son seuil<sub>2</sub>, évidemment pour les défauts de la zone 2. Pour la protection MR, la probabilité pour sa dernière zone, la zone 2, est de 100% car tous les défauts seront « vus » en dehors de la zone 1. De la même façon, la probabilité de la zone 3 pour la protection PS est de 100%.

$$\begin{aligned}
 P_{zone\ 1\ et\ 2}^{MR} &= \frac{P_{zone\ 1}^{MR} + P_{zone\ 2}^{MR}}{2} \\
 P_{zone\ 1\ et\ 2}^{PS} &= \frac{P_{zone\ 1}^{PS} + P_{zone\ 2}^{PS}}{2} \\
 P_{zone\ 1,\ 2\ et\ 3}^{PS} &= \frac{P_{zone\ 1}^{PS} + P_{zone\ 2}^{PS} + P_{zone\ 3}^{PS}}{3}
 \end{aligned}
 \tag{A-24}$$

La deuxième façon est utilisée pour la méthode 4. Cette méthode est différente des autres car elle permet d'avoir des seuils complexes et des valeurs d'impédances calculées complexes. L'utilisation d'un coefficient optimisé dans ces conditions ne garantit pas que les valeurs varient avec la même monotonie (pour tous les lieux de défauts ou pour toutes les résistances de défaut). On peut donc rencontrer des cas où la variation des impédances respecte un cas (parmi les 24 présentés dans l'Annexe 12) pour les défauts en tête du départ et un autre cas pour les défauts à la fin du départ, voir la Figure A-52. Dans la figure



suivante, un de ces cas est présenté. Dans cet exemple, les impédances, pour les défauts de la même résistance (donc en fonction du lieu de défaut), ne varient pas de manière monotone en partie imaginaire.

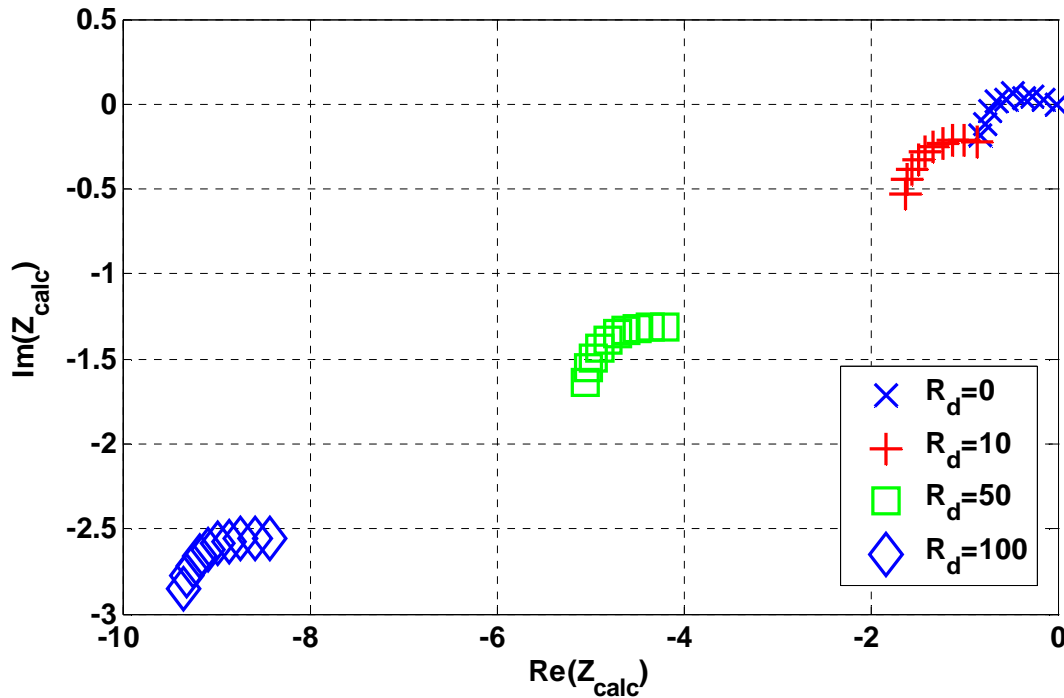


Figure A-52 Situation de changement de la monotonie des impédances calculées pour les défauts le long du réseau

Des défauts situés à la fin du réseau ne sont plus positionnés du même côté du seuil que le défaut juste après la zone analysée (pour lequel le seuil a été réglé). Par conséquent, nous devons calculer le pourcentage pour tous les lieux de défaut. Le pourcentage est alors attribué à la notion de seuil. Le temps de calcul est évidemment augmenté car on calcule, dans ce cas, le pourcentage pour les défauts sur les trois zones (le départ entier) et pour chaque seuil, au lieu d'une seule zone par seuil (comme dans la façon précédente). La formule de calcul du pourcentage est présentée dans l'équation (A-25) :

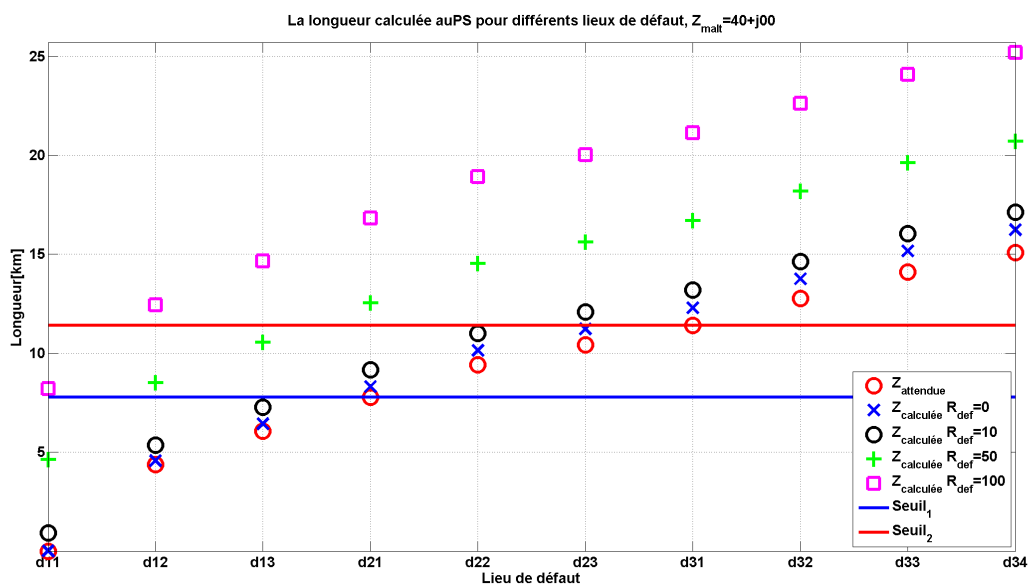
$$P_{totale}^{MR} = P_{seuil\ 1}^{MR}$$

$$P_{totale}^{PS} = \frac{P_{seuil\ 1}^{PS} + P_{seuil\ 2}^{PS}}{2} \quad (A-25)$$

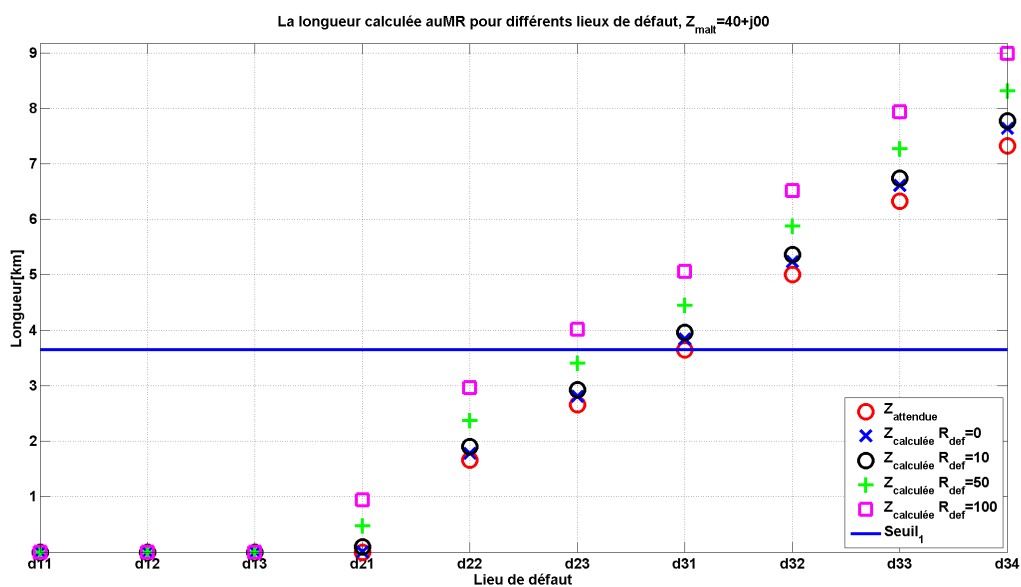
## Annexe 14 : Résultats pour le cas de mise à la terre de $40 \Omega$ – méthodes 1, 2 et 3

Dans cette annexe, nous présentons les figures obtenues en utilisant les trois premières méthodes sur le cas de mise à la terre de  $40 \Omega$ .

La Figure A-53,a montre les distances obtenues avec la méthode 1 par la protection PS. La Figure A-53,b représente les distances calculées pour la protection MR.



a



b

Figure A-53 Les valeurs obtenues par la méthode 1, avec une mise à la terre de  $40 \Omega$ , pour la protection : a.  $P_1$ (PS) ; b.  $P_2$ (MR)

La Figure A-54,a montre les distances obtenues avec la méthode 2 par la protection PS. La Figure A-54,b représente les distances calculées pour la protection MR.

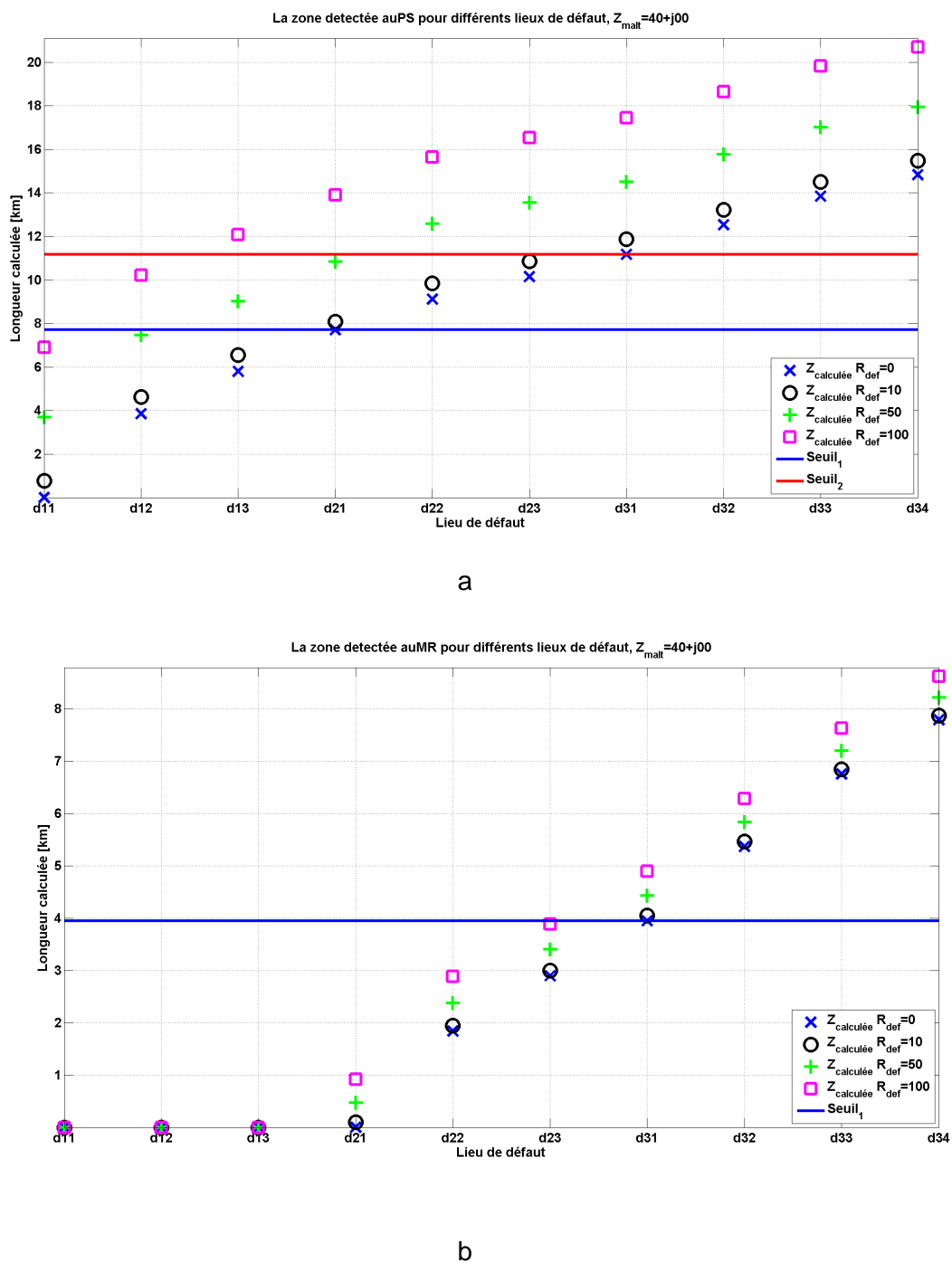


Figure A-54 Les valeurs obtenues par la méthode 2, avec une mise à la terre de 40  $\Omega$ , pour la protection : a.  $P_1$ (PS) ; b.  $P_2$ (MR)

La Figure A-55,a montre les distances obtenues avec la méthode 3 par la protection PS. La Figure A-55,b représente les distances calculées pour la protection MR.

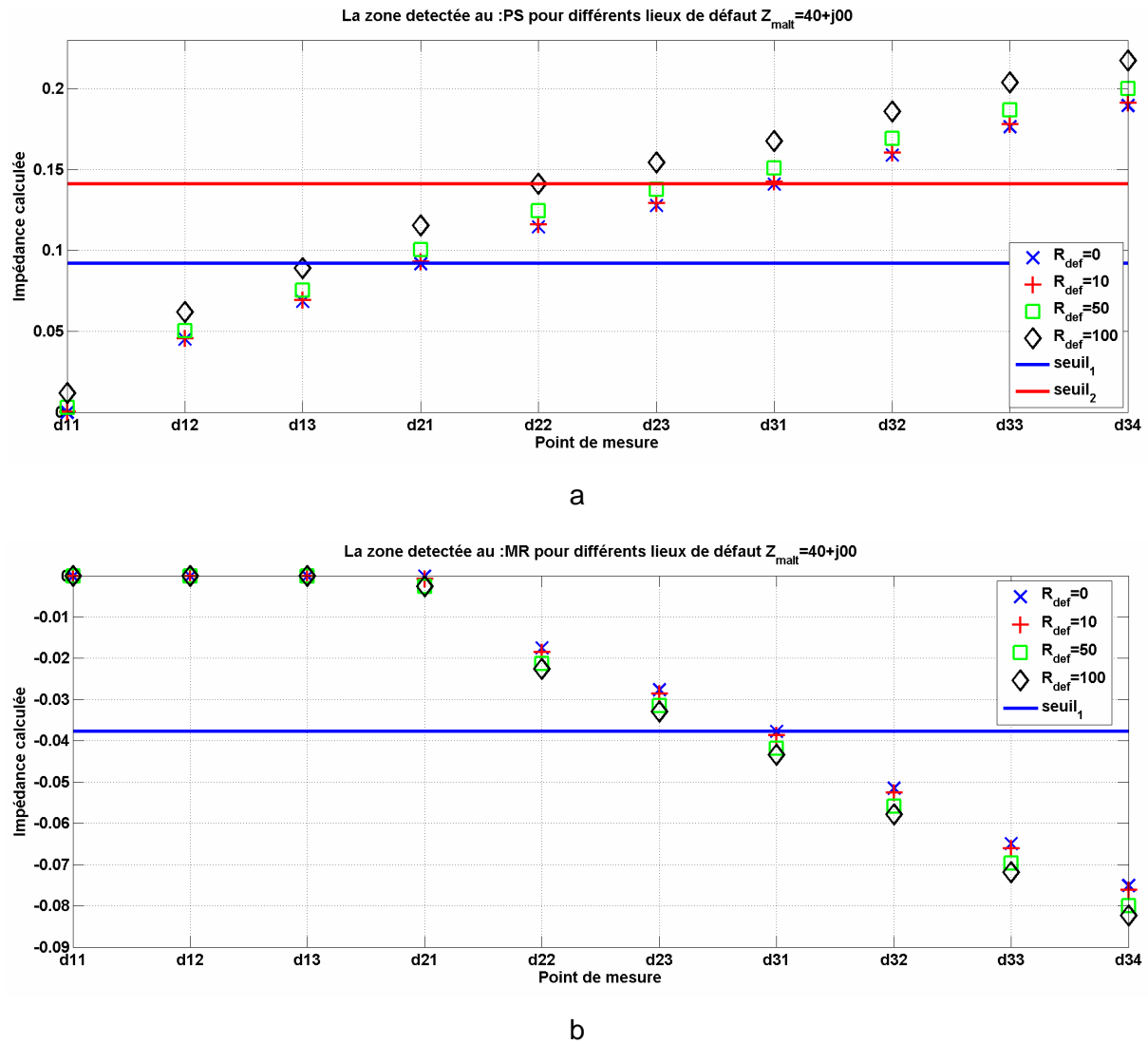


Figure A-55 Les valeurs obtenues par la méthode 3, avec une mise à la terre de  $40 \Omega$ , pour la protection : a.  $P_1(\text{PS})$  ; b.  $P_2(\text{MR})$

## Annexe 15 : Calcul de l'impédance de mise à la terre pour le neutre compensé

Dans le chapitre II, le réseau considéré ne comporte qu'un seul départ. Dans le cas des défauts à la terre, il faut aussi tenir compte de la participation du capacitif des autres départs. C'est pourquoi la mise à la terre du neutre compensé d'un poste source est réglée en fonction du courant capacitif du réseau entier. La valeur du courant capacitif est la somme des courants capacitifs apportés par tous les départs. Afin de régler l'impédance de mise à la terre du neutre compensé, il faut prendre en compte aussi les départs sains du poste source. La valeur du courant capacitif d'un poste source varie normalement entre 100 et 1000 A. Nous avons choisi une valeur de 300 A pour le courant capacitif ( $3 \cdot I_0$ ) apporté par les capacités des départs sains. Nous allons calculer la capacité nécessaire pour apporter le courant capacitif avec l'équation (A-26). La capacité obtenue est de 19.6  $\mu\text{F}$ . Cette capacité sera placée en parallèle avec le départ étudié.

$$I_c = V_c \cdot C \cdot \omega \Rightarrow C = \frac{I_c}{V_c \cdot \omega} = \frac{3 \cdot I_0}{V_c \cdot 2 \cdot \pi \cdot f} \quad (\text{A-26})$$

Le courant total capacitif sera de 319.23 A, avec l'apport du courant capacitif du départ étudié (de ~20A). Ce courant est mesuré après le transformateur avant les jeux de barres avec les départs (étudié et sains), voir la Figure A-56. Le défaut qui permet de mesurer ce courant capacitif afin de calculer la mise à la terre doit se produire entre le transformateur et le point de mesure.

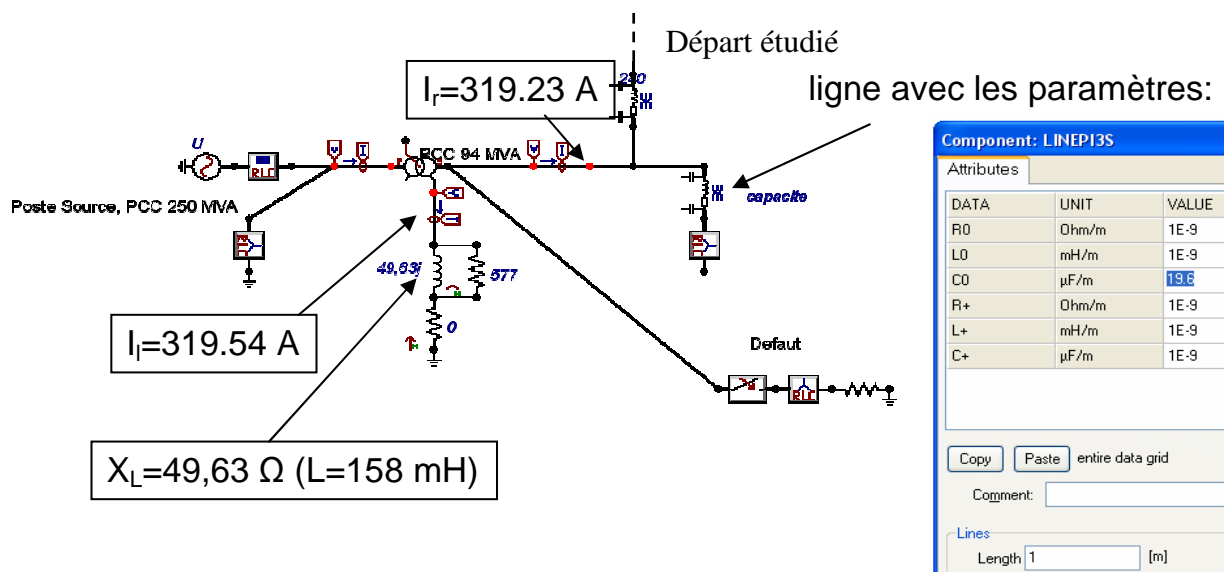


Figure A-56 Mise à la terre du neutre compensé

Le courant de la bobine de compensation doit être égal au courant capacitif total mesuré, voir l'équation (A-27). Ce courant compense le courant capacitif.

$$\left. \begin{array}{l} I_R = I_C + I_R^{sans C} \\ I_L = I_C \end{array} \right\} \Rightarrow L = \frac{V_L}{I_L \cdot 2 \cdot \pi \cdot f} = 158mH (\approx 50\Omega) \quad (A-27)$$

La résistance mise en parallèle avec cette bobine doit limiter le courant à 20 A. Donc, pour la tension et la limite de courant données, la résistance est obtenue avec l'équation (A-28).

$$R = \frac{V}{I_{limit}} = 577\Omega \quad (A-28)$$

Le calcul montre la valeur de l'impédance de  $577 \parallel 50\Omega$ , qui sera l'appellation utilisée ensuite pour une mise à la terre du neutre parfaitement accordé. Le terme de compensation comporte une plage de  $\pm 35A$  autour de la valeur du neutre parfaitement accordé (d'après les informations fournis par un des nos partenaires industriels). Les deux cas associés comportent des courants apportés par la bobine qui ne compensent pas parfaitement le courant capacitif. Le cas sous compensé comporte une bobine qui compense 35 A de moins que nécessaire. Le courant de la bobine est alors de 284.23A et la bobine est de 177.45 mH ( $X_L=55.75 \Omega$ ). On va appeler cette mise à la terre 577 || 56j dans la suite du chapitre. Le cas sur compensé comporte une bobine qui compense 35 A de plus que nécessaire. Le courant de la bobine devient 354.23A, et la bobine devient de 142.39 mH ( $X_L=44.73 \Omega$ ). Cette mise à la terre sera appelée par la suite 577 || 45j.

## Annexe 16 : Exemple de résultat obtenu en utilisant la méthode 3

Dans cette annexe, on montre le contenu d'un fichier de résultats obtenus avec la méthode 3, «  $k_0$  optimisé », pour la protection MR, qui a deux zones à protéger et donc 1 seuil à régler.

$k_0$  optimisé

Les résultats obtenus pour  $Z_{malt}=577\_j56$ , une domaine de recherche de :5000 valeurs et avec une densité de recherche de :5

Itération numéro:1

Calcul dans le domaine

de la partie réelle: [-2500,2500]

et de la partie imaginaire: [-2500,2500]

avec la précision de:5

Recherche parmi les valeurs calculées

Le rang (nombre des erreurs):2

Le meilleur coefficient trouvé:-175+15i

Itération numéro:2

Calcul dans le domaine

de la partie réelle: [-425,75]

et de la partie imaginaire: [-235,265]

avec la précision de:0.5

Recherche parmi les valeurs calculées

Le rangs (nombre des erreurs):1

Le meilleur coefficient trouvé:-148.5+13.5i

Itération numéro:3

Calcul dans le domaine

de la partie réelle: [-173.5,-123.5]

et de la partie imaginaire: [-11.5,38.5]

avec la précision de:0.05

Recherche parmi les valeurs calculées

Le rangs (nombre des erreurs):1

Le meilleur coefficient trouvé:  $-147.3+13.45i$

Itération numéro:4

Calcul dans le domaine

de la partie réelle:  $[-149.8,-144.8]$

et de la partie imaginaire:  $[10.95,15.95]$

avec la précision de:0.005

Recherche parmi les valeurs calculées

Le rangs (nombre des erreurs):1

Le meilleur coefficient trouvé:  $-146.65+13.42i$

Itération numéro:5

Calcul dans le domaine

de la partie réelle:  $[-146.9,-146.4]$

et de la partie imaginaire:  $[13.17,13.67]$

avec la précision de:0.0005

Recherche parmi les valeurs calculées

Le rangs (nombre des erreurs):1

Le meilleur coefficient trouvé:  $-146.6245+13.419i$

Le succès de la discrimination de zones est de

75.2044% pour la zone 1

89.345% pour les zones 1 et 2



## Annexe 17 : Les coefficients $k_0$ et les pourcentages obtenus avec la méthode 3 et la méthode 4

Dans cette annexe, nous présentons les valeurs du coefficient  $k_0$  et les pourcentages de discrimination correcte obtenus en utilisant la méthode 3 avec les seuils fixes et la méthode 4 avec les seuils en deux dimensions.

Tableau A-5. Résultats obtenus avec les méthodes 3 et 4

Protection	méthode 3						méthode 4			
	PS			MR			PS		MR	
	P[%]		$k_0$	P[%]		$k_0$	P[%]		P [%]	$k_0$
Grandeur	1et2	1,2et 3		1	1et2		1,2et 3			
zones										
12+12j	86,7	92,3	150.7535+3.216j	88,6	96,1	0-170j	100,00	-198+144i	100	128-199i
40	86,6	92,2	174.6315+10.548j	90,6	97,0	0-235j	100,00	-190+120i	100	129-199i
577  50j	66,4	78,8	8.548+16.7935j	58,3	81,0	-83.065-0.742j	99,80	6,04+8,86i	100	-5+1i
577  45j	58,6	73,6	-21.275-7.081j	65,2	84,4	-41.0915-4.653j	99,11	54,52+5,95i	100	47-25i
577  56j	14,8	44,4	20.6815+21.893j	75,2	89,4	-146.6245+13.419j	100,00	-18-174i	100	190-199i

Les pourcentages de discrimination correcte en utilisant la méthode 4 sont bien améliorés par rapport aux ceux obtenus avec la méthode 3. Les résultats confirment que les seuils en complexe apportent beaucoup à la discrimination. Le progrès le plus important est obtenu pour le neutre sous compensé – 577||56j  $\Omega$  (de 44.4 % à 100 %).

## Annexe 18 : Les comparaisons de succès de discrimination entre les trois méthodes reposant sur les seuils fixes

Dans cette annexe, nous montrons les valeurs de succès de discrimination correcte en fonction de la méthode utilisée. Les résultats pour la mise à la terre de  $12+12j \Omega$  ont été présentés dans la partie 3.2.4 du chapitre III. Nous présentons dans les figures suivantes les résultats pour les autres impédances de mise à la terre ( $40 \Omega$ ,  $577||50j \Omega$ ,  $577||45j \Omega$  et  $577||56j \Omega$ ).

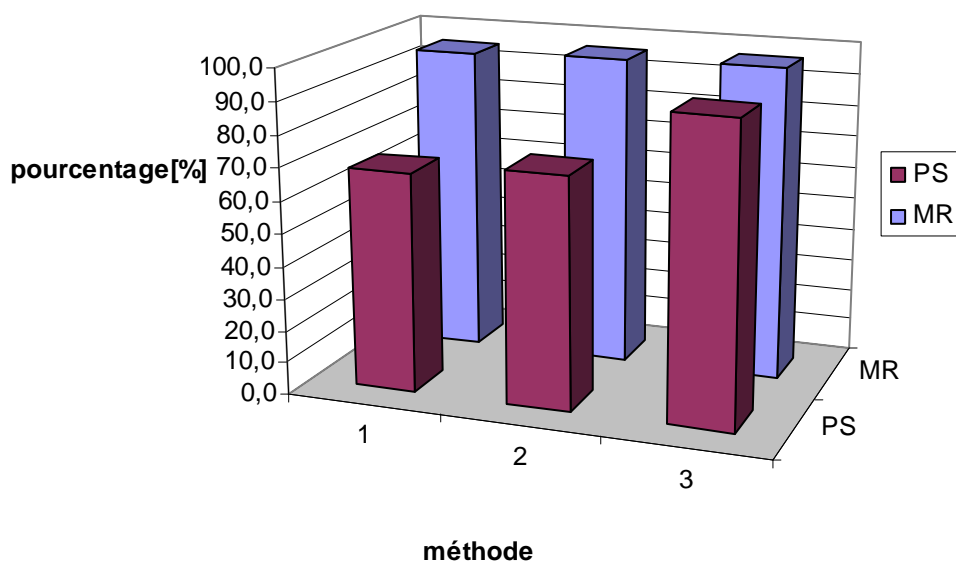


Figure A-57 Les succès de discrimination pour une mise à la terre de  $40 \Omega$

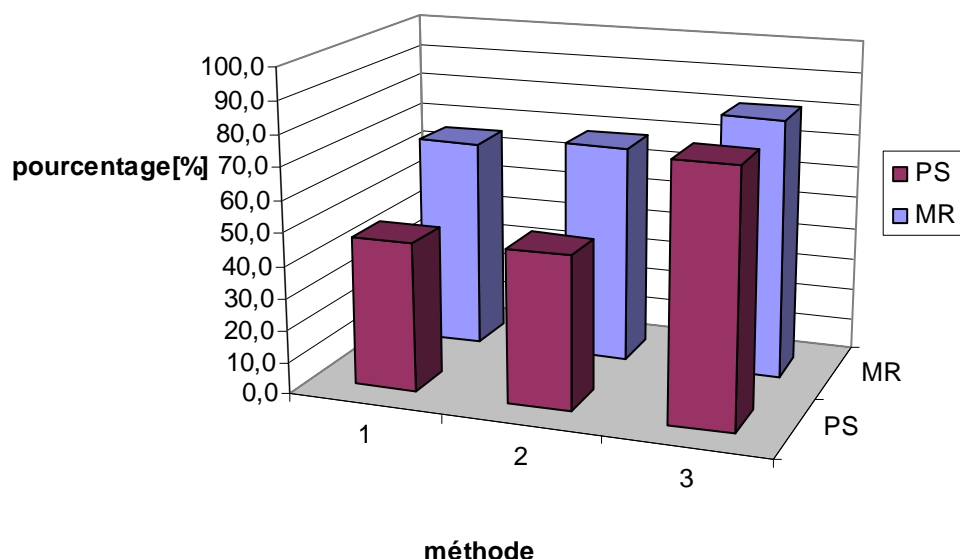
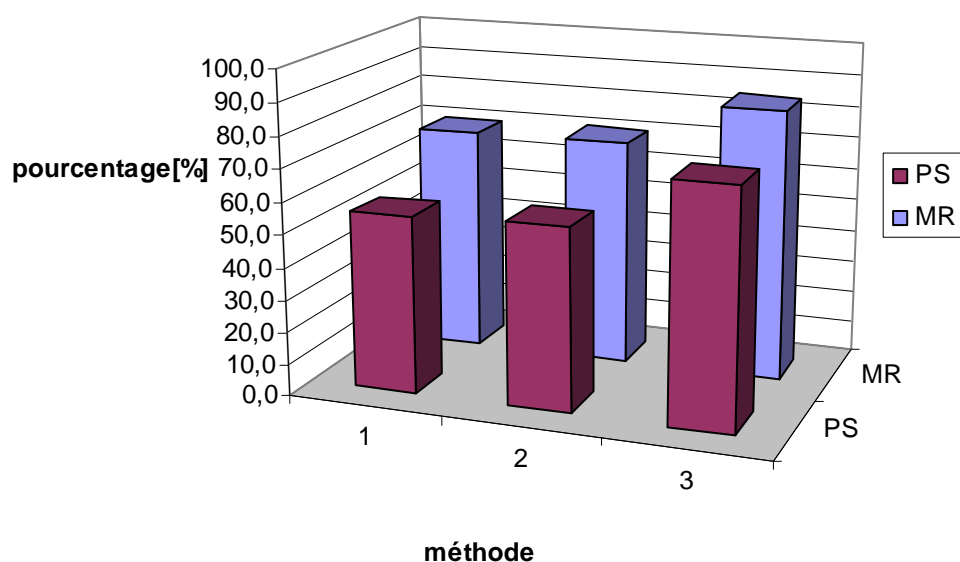
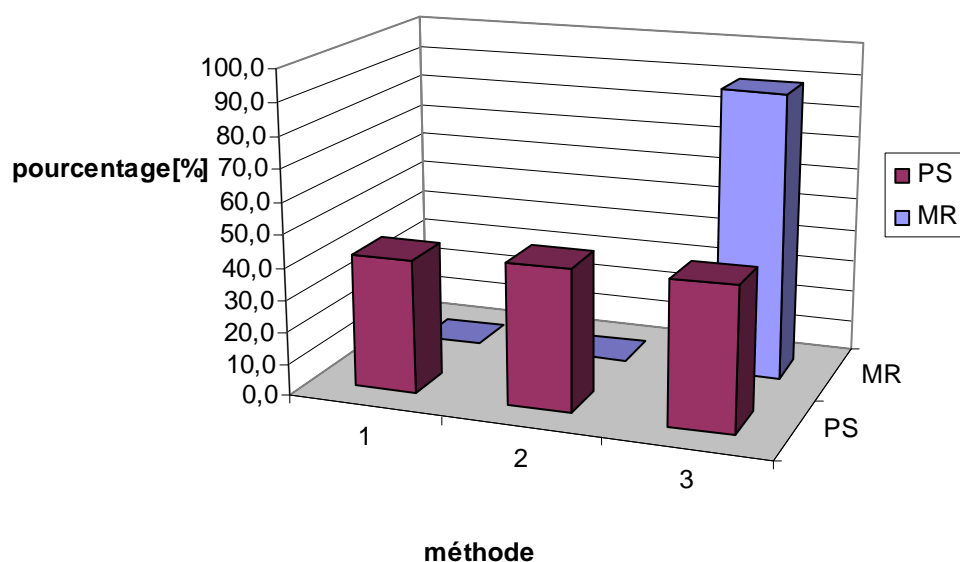


Figure A-58 Les succès de discrimination pour une mise à la terre de  $577||50j \Omega$

Figure A-59 Les succès de discrimination pour une mise à la terre de  $577||45j \Omega$ Figure A-60 Les succès de discrimination pour une mise à la terre de  $577||56j \Omega$ 

Les deux premières méthodes ne donnent pas des valeurs cohérentes pour les défauts sur un réseau avec le neutre sous compensé. Par valeurs incohérentes obtenues (avec les méthodes 1 et 2), nous faisons référence à des distances calculées négatives. Donc les succès n'ont pas été calculés pour ces deux méthodes et nous avons fait figurer des valeurs nulles pour les performances.

## **Annexe 19 : Les résultats obtenus dans l'étude des déclenchements doubles**

Dans cette annexe, nous présentons les défauts qui sont discriminés par la protection  $P_1$  et par la  $P_2$  dans leur propre zone 2 et alors qui sont éliminés en même temps. L'inconvénient est que ces défauts ne seront pas isolés dans la zone la plus petite et qu'il n'y a pas de secours. On peut observer, comme présenté dans le Tableau III-2, que seule la méthode 3 conduit à des problèmes de déclenchements doubles. Les résultats pour les neutres compensés traités avec les méthodes 1 et 2 n'ont été pas présentés dans les figures suivantes car ces méthodes ne donnent pas de résultats acceptables pour ces mises à la terre. On voit bien qu'il y a des cas qui n'ont pas de problèmes de déclenchements doubles (comme le cas de la mise à la terre de  $40\ \Omega$  traité par la méthode 3), mais les défauts qui ont été discriminés par la protection PS dans sa deuxième zone (points bleus) sont proches des défauts qui ont été discriminés par la protection MS dans sa deuxième zone (point verts). C'est-à-dire qu'avec une autre configuration de réseau (plus hétérogène), il existe un risque qu'il y ait des défauts discriminés dans leur deuxième zone par les deux protections et alors le risque de produire des doubles déclenchements. Par réseau plus hétérogène, nous faisons référence plutôt au cas suivant : la première zone de la protection PS comporte des conducteurs avec des caractéristiques très différentes par rapport à celles des conducteurs en aval de la protection MR. Dans ce cas, le  $k_0$  optimisé pour la protection PS sera bien différent de celui optimisé pour la protection MR. Les zones de discrimination correctes seront bien différentes et alors une zone commune de discrimination en  $t_0 + \Delta t$  peut apparaître.

Le problème de déclenchement double est résolu par l'utilisation de zones de protection réduites (chapitre III, partie 2.5.4). Donc la méthode 4 ne pose pas de problèmes de déclenchement double. Les seuils délimitent des zones qui ne se recouvrent plus, même si les erreurs de mesure sont de 20%. La dernière figure montre les résultats obtenus pour toutes les cas de mise à la terre : aucune déclenchement double. Nous montrons le cas de neutre compense sur accordé de  $577\parallel 45j\ \Omega$  car celui est le plus problématique dans le cas de seuils fixes.

## Mise à la terre de 12+12j $\Omega$

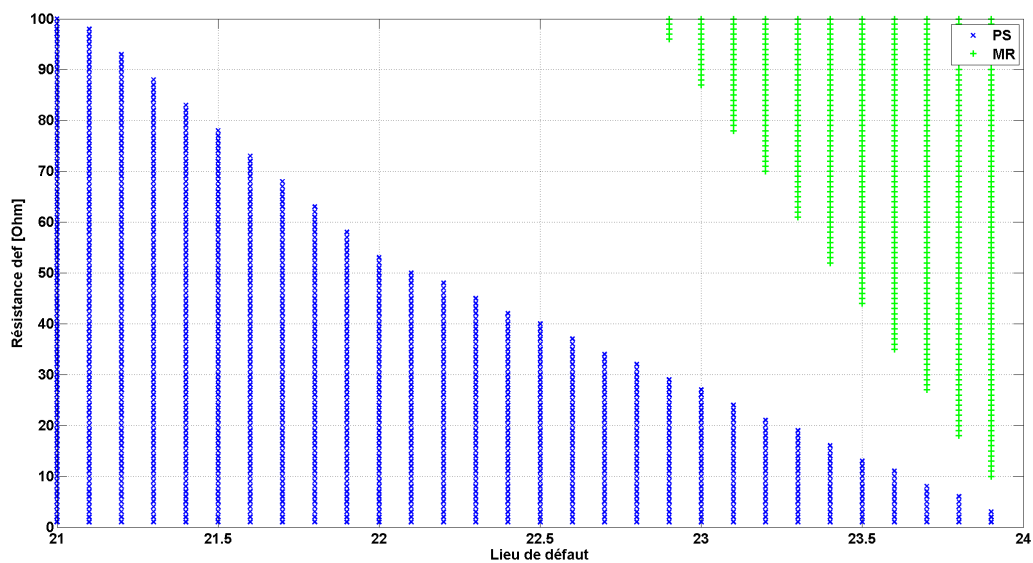


Figure A-61 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=12+12j \Omega$ , méthode=1

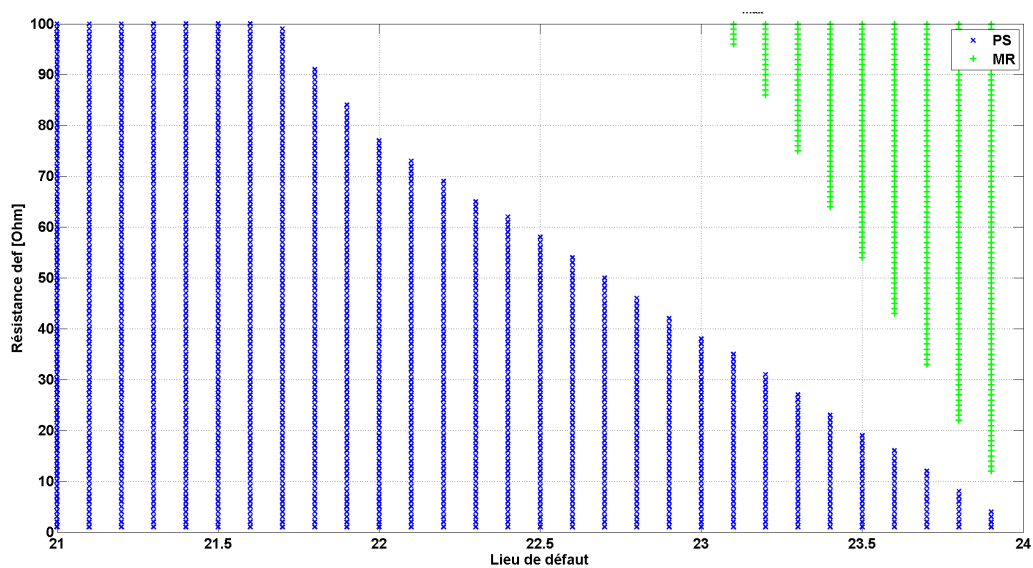


Figure A-62 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=12+12j \Omega$ , méthode=2

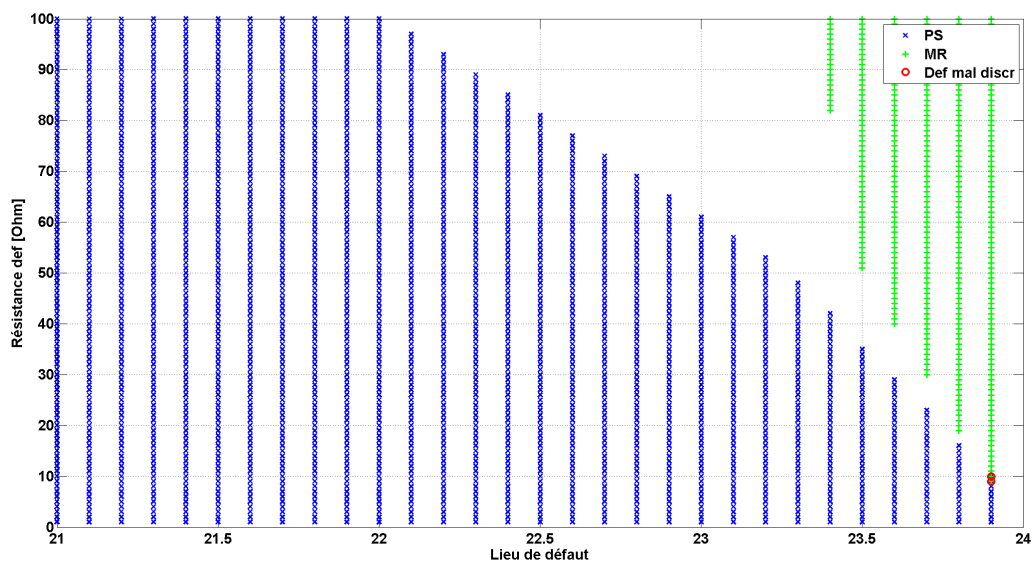


Figure A-63 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=12+12j \Omega$ , méthode=3

### Mise à la terre de $40 \Omega$

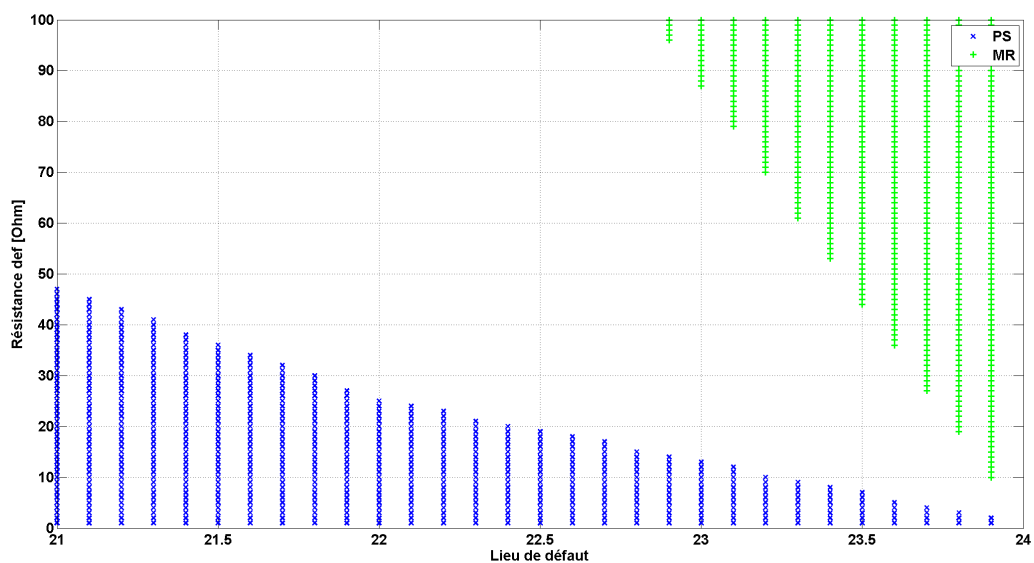


Figure A-64 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=40 \Omega$ , méthode=1

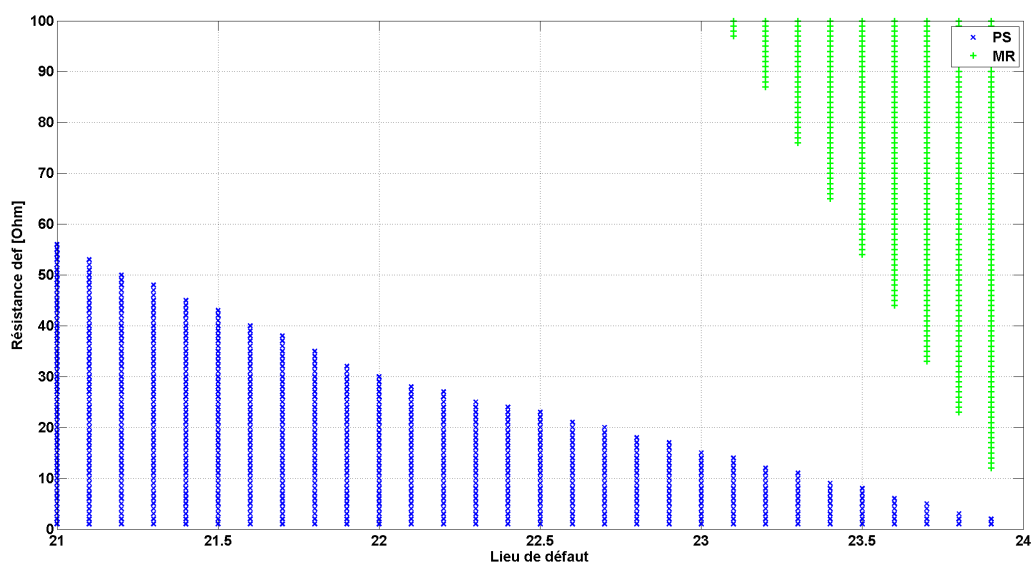


Figure A-65 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=40 \Omega$ , méthode=2

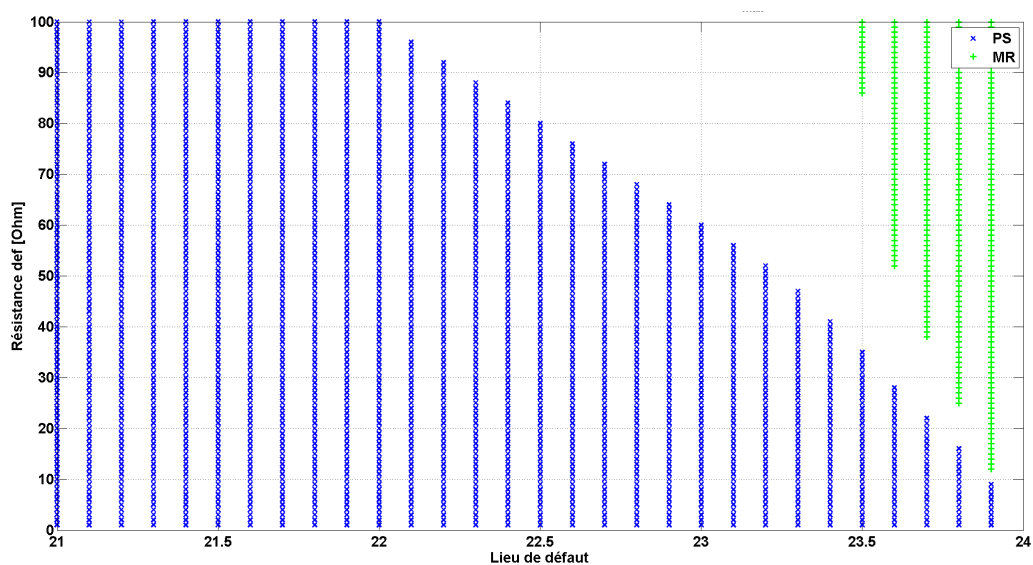


Figure A-66 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=40 \Omega$ , méthode=3

### Mise à la terre de $577 \parallel 56j \Omega$ – neutre sous compensé

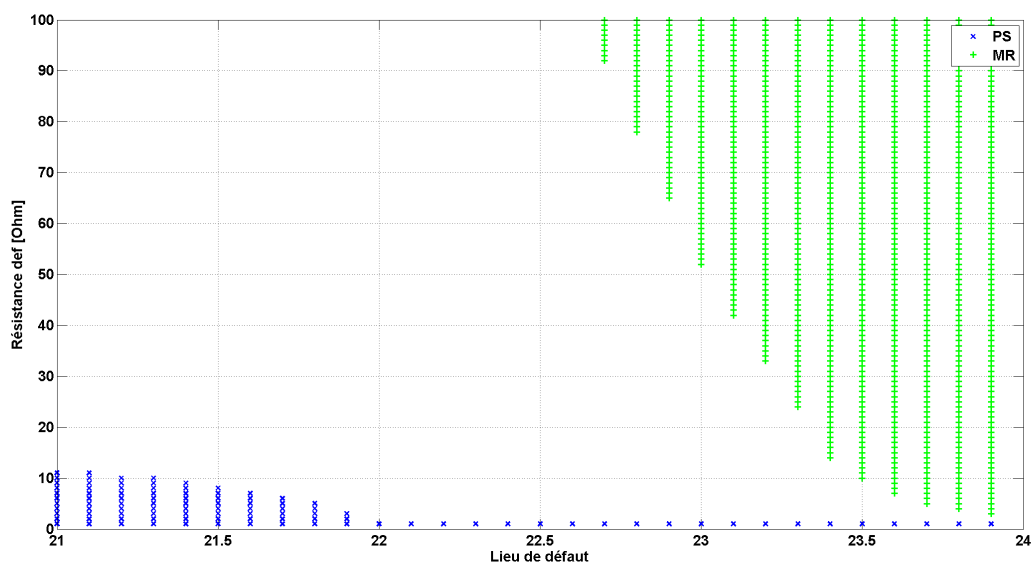


Figure A-67 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=577 \parallel 56j \Omega$ , méthode=3

### Mise à la terre de $577 \parallel 50j \Omega$ – neutre compensé accordé

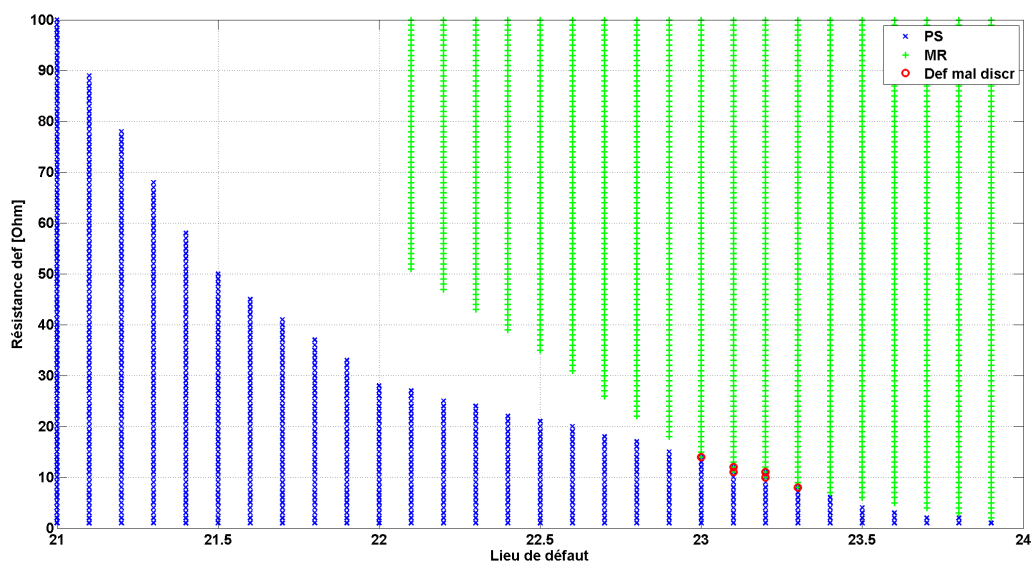


Figure A-68 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=577 \parallel 50j \Omega$ , méthode=3



### Mise à la terre de $577\sqrt{45j} \Omega$ – neutre sur compensé

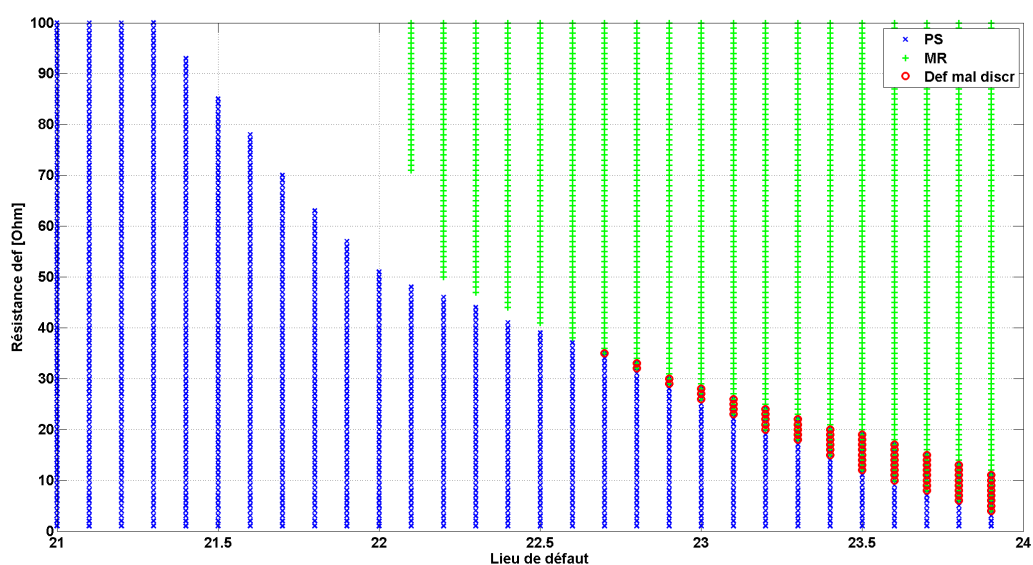


Figure A-69 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=577\sqrt{45j} \Omega$ , méthode=3

Ensuite, nous présentons les cas de déclenchements pour la mise à la terre de  $577\sqrt{45j} \Omega$  – neutre sur compensé, en utilisant la méthode 4 (avec les seuils complexes sur des zones réduites). Nous avons choisi cette mise à la terre car elle a été celle pour laquelle la méthode 3 a produit le plus de cas de doubles déclenchements. Les autres cas de mise à la terre analysés n'ont plus de problèmes de double déclenchement en utilisant la méthode 4.

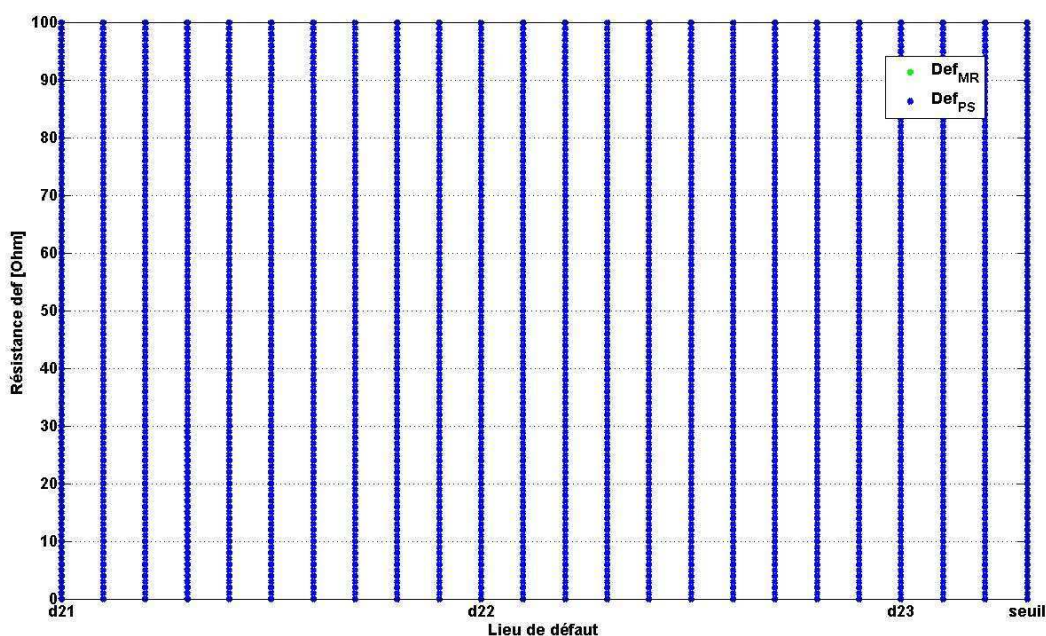


Figure A-70 Les défauts entre MR et FR qui peuvent être isolé par PS et MR au même temps  $Z_{\text{malt}}=577\sqrt{45j} \Omega$ , méthode=4

## Annexe 20 : Résultats obtenus sur le réseau rural avec GED

Dans cette annexe, nous présentons les résultats obtenus dans le cas avec GED sur le départ rural.

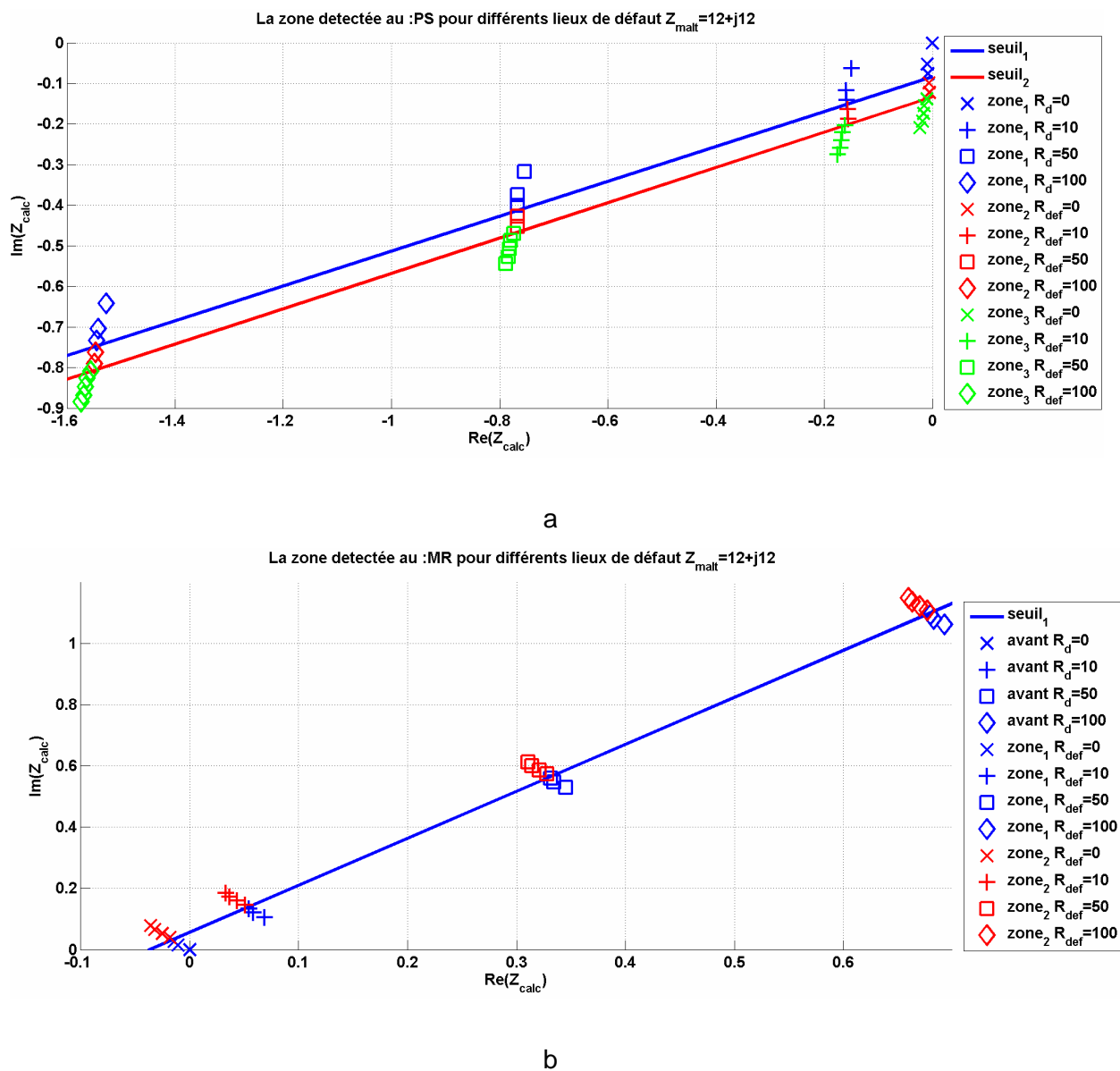
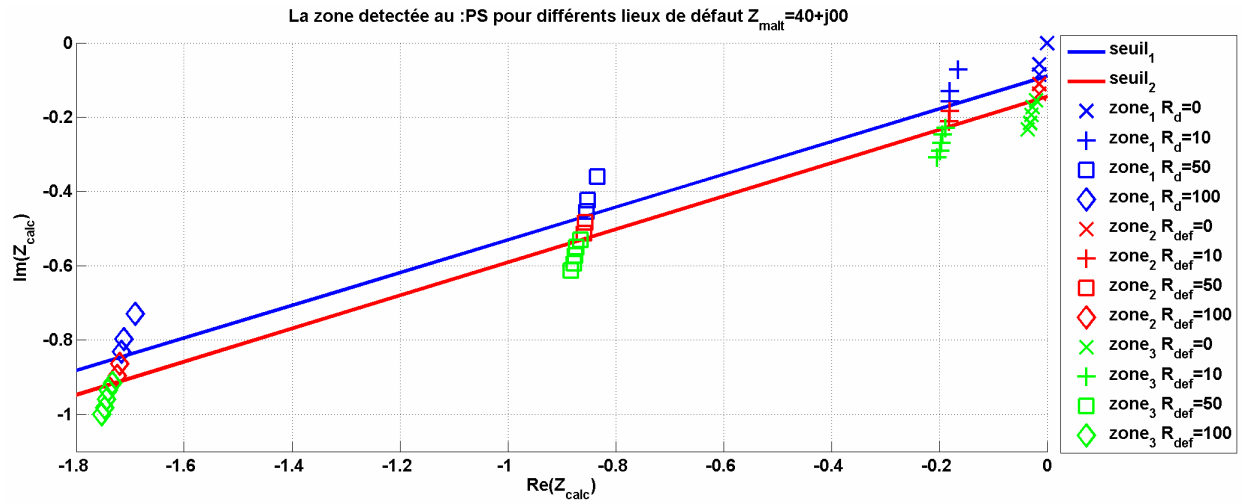
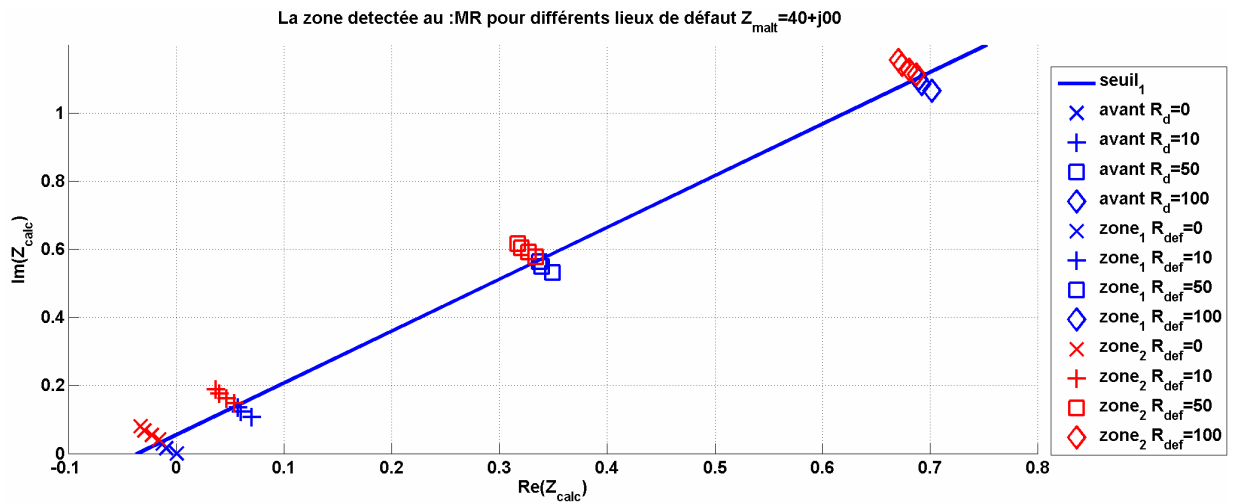


Figure A-71 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ rural avec GED avec une mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , pour la protection : a.  $P_1$ (PS) ; b.  $P_2$ (MR)



a



b

Figure A-72 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ rural avec GED avec une mise à la terre de 40  $\Omega$ , pour la protection : a.  $P_1$ (PS) ; b.  $P_2$ (MR)

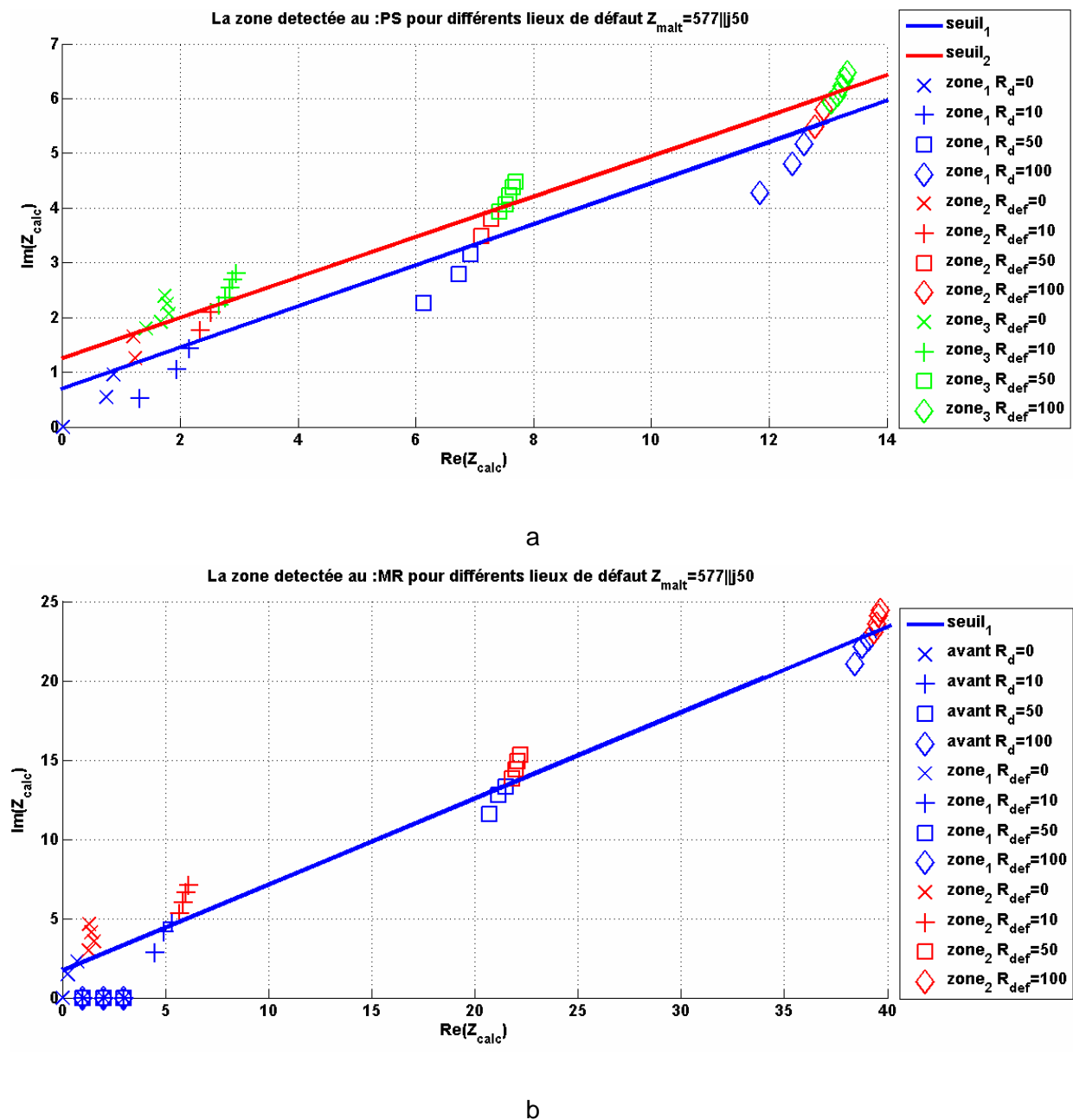


Figure A-73 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ rural avec GED avec une mise à la terre de  $577||j50 \Omega$ , pour la protection : a.  $P_1$ (PS) ; b.  $P_2$ (MR)

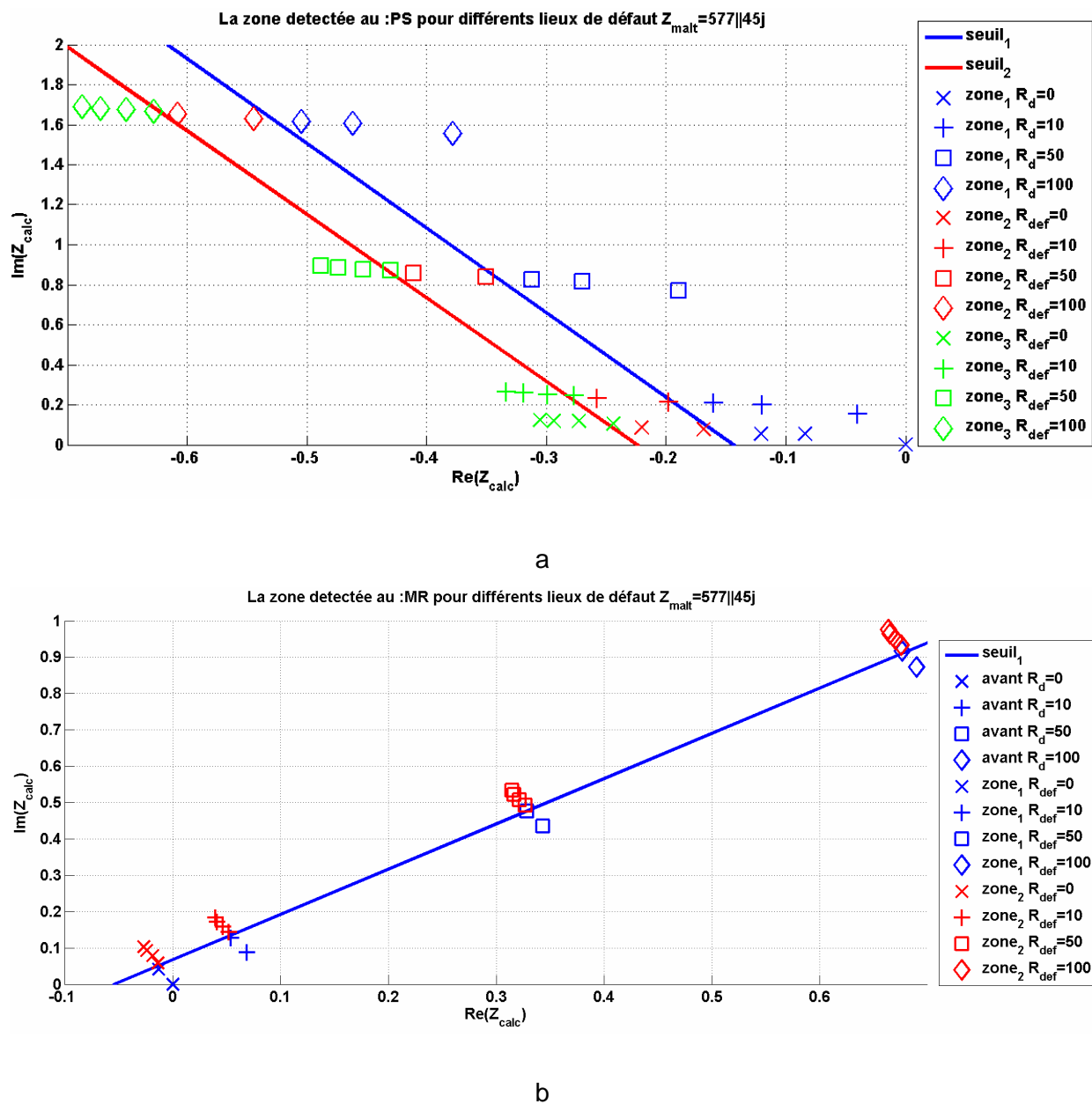
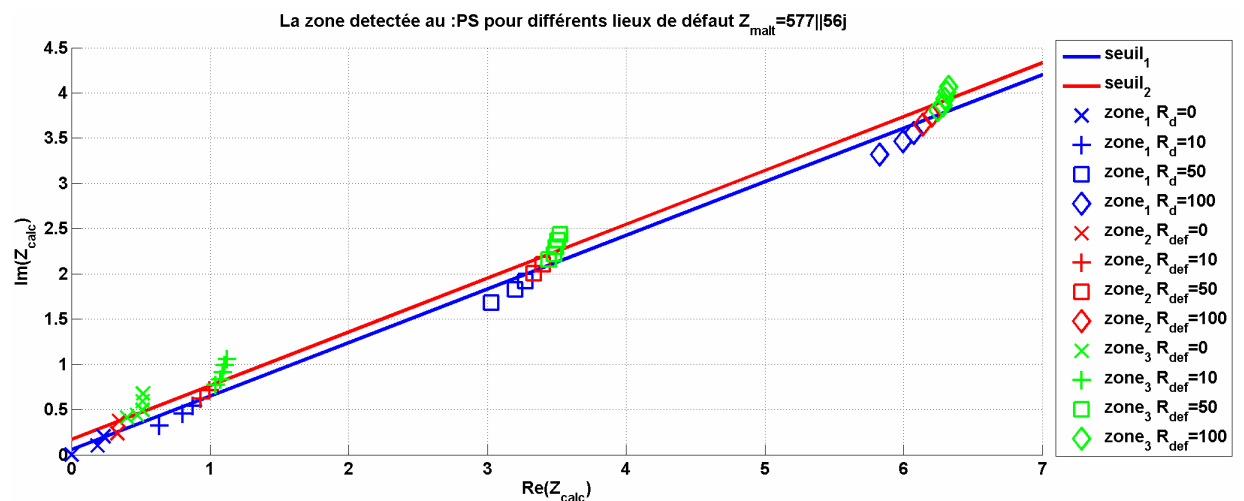
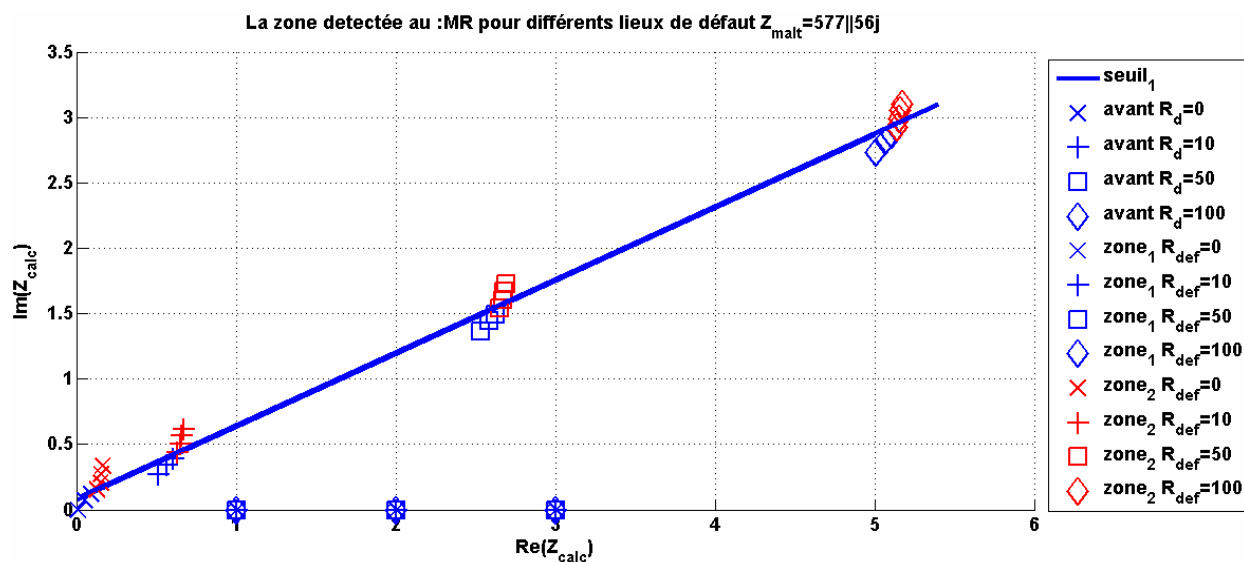


Figure A-74 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ rural avec GED avec une mise à la terre de  $577||45j \Omega$ , pour la protection : a.  $P_1$ (PS) ; b.  $P_2$ (MR)



a



b

Figure A-75 Résultats de discrimination des défauts monophasés sur le départ rural avec GED avec une mise à la terre de  $577||56j \Omega$ , pour la protection : a. P1(PS) ; b. P2(MR)

## Annexe 21 : Les doubles déclenchements sur le réseau rural

Dans cette annexe, nous présentons les défauts qui conduisent à des doubles déclenchements. Dans les figures, nous portons le lieu de défaut en l'abscisse et la résistance en ordonnée. Les points bleus représentent les cas de doubles déclenchements en secours et les points rouges les cas les plus gênants de doubles déclenchements instantanés. Nous présentons que les cas de mise à la terre avec des réglages conduisant à des doubles déclenchements. Les cas de mise à la terre impédants ne sont pas présentés car il n'y a pas de défauts qui produisent cette erreur.

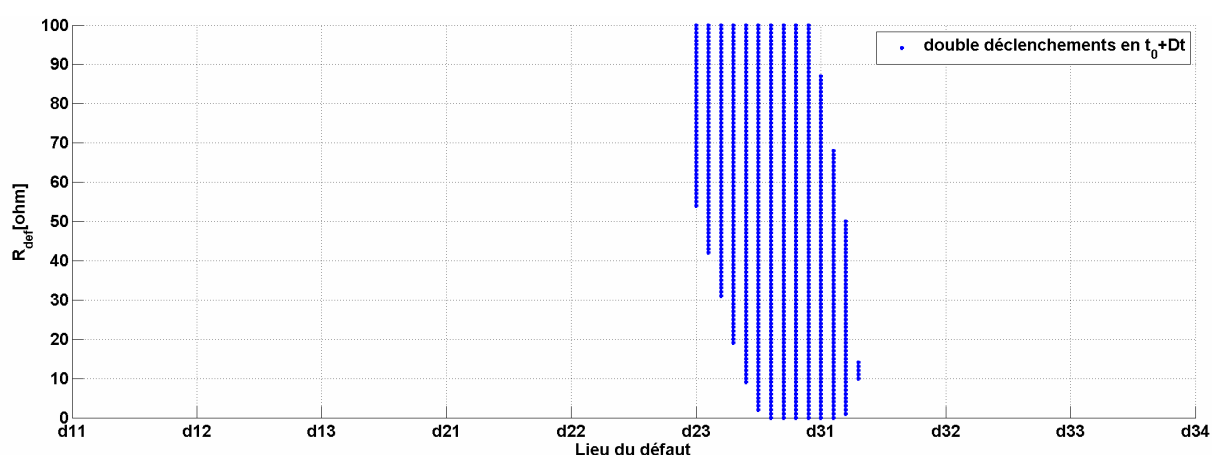


Figure A-76 Les doubles déclenchements pour la mise à la terre de  $577||45j \Omega$  – neutre sur compensé

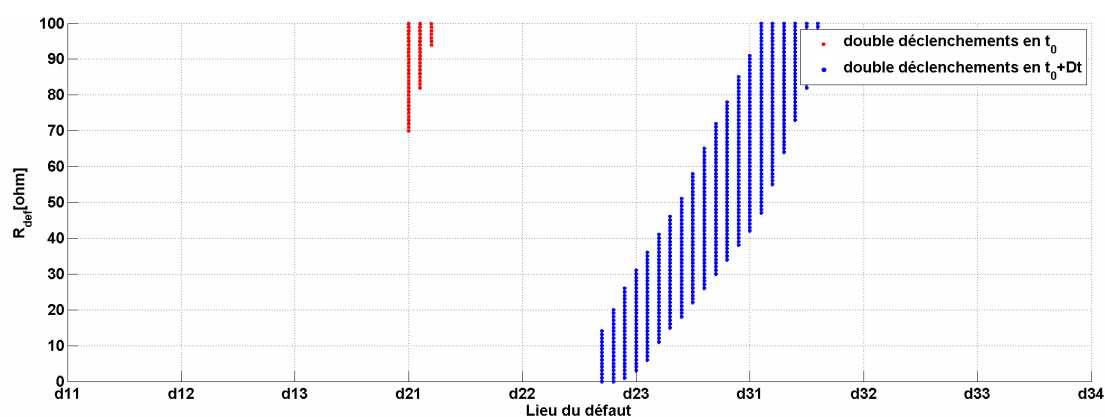


Figure A-77 Les doubles déclenchements pour la mise à la terre de  $577||50j \Omega$  – neutre parfaitement accordé

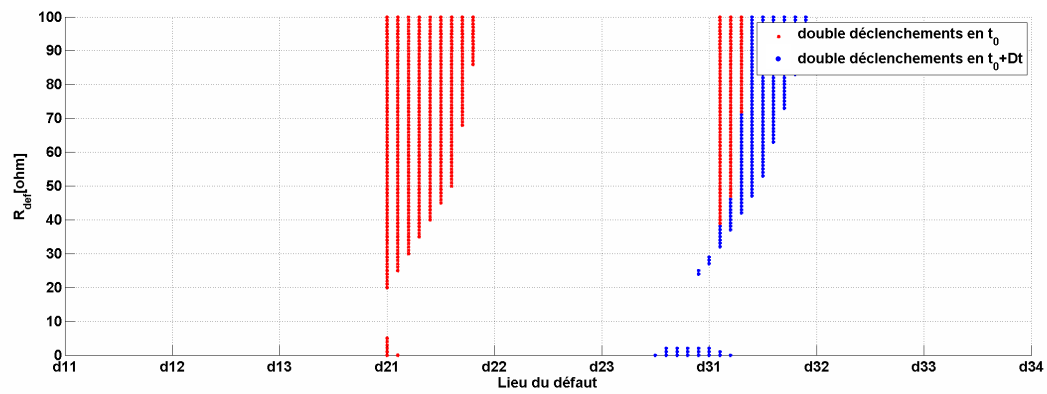
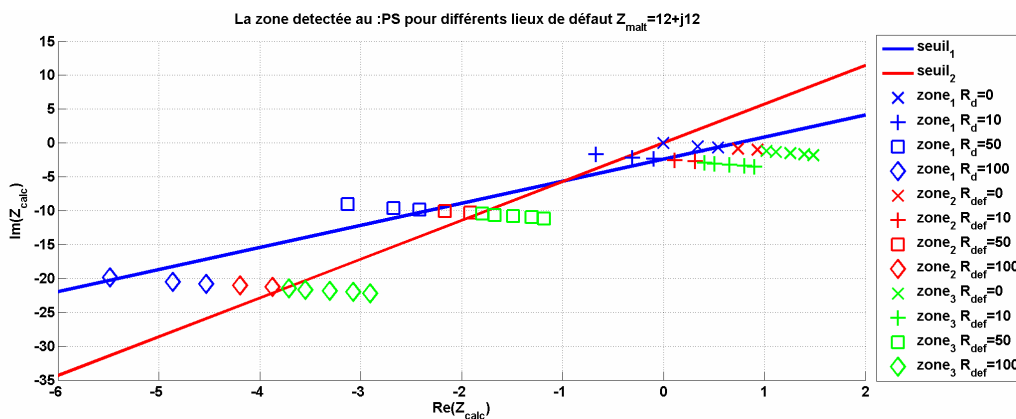


Figure A-78 Les doubles déclenchements pour la mise à la terre de  $577||56j \Omega$  – neutre sous compensé

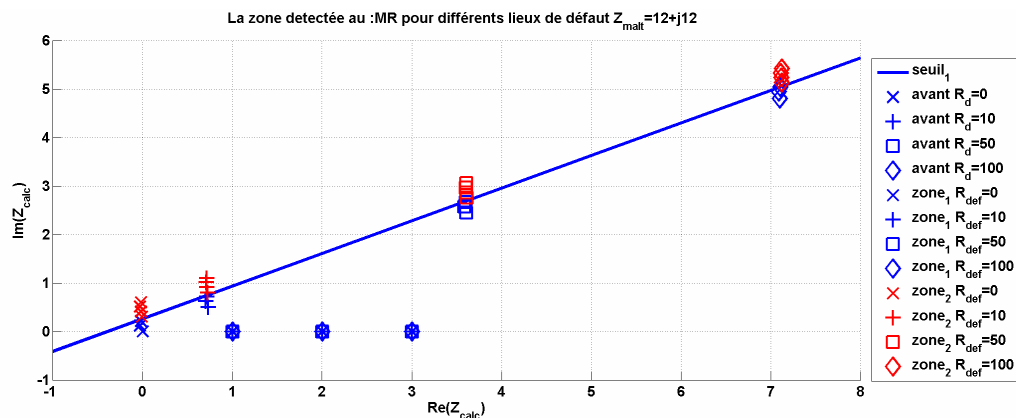


## Annexe 22 : Plan de protection qui prend en compte de l'apport des GED

Les résultats obtenus avec cette méthode ajustée pour la GED sont montrés, dans la Figure A-79, pour le réseau rural avec la mise à la terre de  $12+12j \Omega$ . Les pourcentages sont de 85,26 % pour la protection PS 98,41 % pour la protection MR. Le coefficient optimisé n'est pas le même qu'en appliquant la méthode 4 originale et il fait diminuer le pourcentage de discrimination. La diminution de la performance est le prix « à payer » pour assurer que les défauts mal discriminés sont « vus » plus loin en présence de la GED. Cette manière de régler les seuils peut être appliquée dans les cas suivants. Par exemple, un réseau avec des cogénérations qui fonctionnent constamment ou un quartier intelligent dans une zone ensoleillée avec beaucoup de panneaux photovoltaïques. Si il y a une probabilité importante que le réseau fonctionne fréquemment avec de forts apports de GED, les réglages doivent alors être choisis en conséquence, avec la méthode ajustée pour la présence de la GED. Si les protections peuvent se servir d'une communication ou sont capables de « sentir » la présence des GED, la performance pourrait être améliorée. En fonction de la communication (lente ou rapide), elles peuvent connaître la présence de GED. Une autre solution consiste à régler les protections en fonction de la puissance injectée par les GED et de stocker pour chaque configuration de réseau plusieurs jeux de paramètres pour quelques valeurs de puissance injectée.



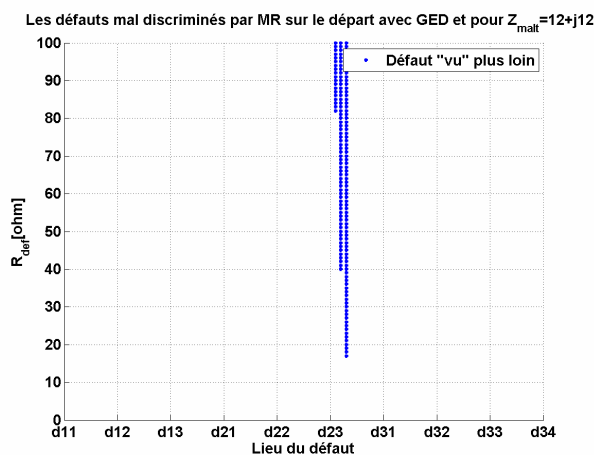
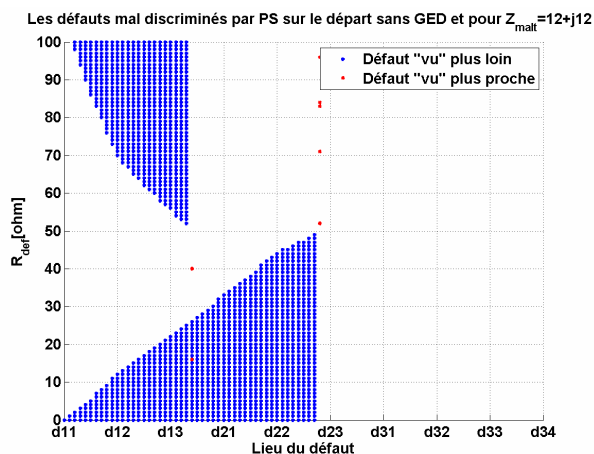
a



b

Figure A-79 Résultats obtenus en réglant les seuils de manière « préparés » pour les GED. Réseau rural avec la mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , protection : a – PS ; b – MR

Les défauts mal discriminés ne doivent être que de type « vus » plus loin, voir Figure A-80.



a

b

Figure A-80 Les défauts mal discriminés en réglant les seuils de manière « préparés » pour les GED. Réseau rural avec la mise à la terre de  $12+12j \Omega$ , protection : a – PS ; b – MR

Il y a, quand même, quelques défauts « vus » plus proche car, pour le réglage, la méthode ajustée prend en compte que les défauts sur l'extrémité de la zone. Donc si la monotonie de variation des impédances en fonction du lieu de défaut n'est pas valable pour le départ entier, il y a la possibilité de trouver des valeurs mal « vues ». Afin d'éliminer tous les défauts vus plus proche, il faudrait régler les seuils par rapport à tous les défauts et pas seulement ceux de la frontière. Le réglage actuel repose sur la monotonie de la variation des impédances calculées (en fonction de lieu et résistance de défaut). Donc si la monotonie était restée constante le long du départ, la vérification des défauts sur l'extrémité aurait été un critère suffisant pour assurer que tous les défauts en aval étaient du même côté du seuil.

## Annexe 23 : Impact sur le plan de protection du dimensionnement et du positionnement de la GED

Dans cette annexe, nous analysons les effets de la position et de la taille de la GED sur les perturbations apportées par celle-ci.

### L'impact sur la discrimination du positionnement de la GED

Nous présentons, les résultats obtenus avec la mise à la terre de  $12+12j\ \Omega$  pour la GED placée à d12 (entre les deux premières protections) et à d31 (en aval de la protection P3). Les autres caractéristiques sont celles de la GED utilisée dans l'étude de la robustesse, voir le chapitre IV (partie 2). Les résultats de la performance obtenus pour la GED placée en d12 sont meilleurs que pour les positions en aval (celle initiale en d21 ou celle en d31). Nous avons obtenu, pour la GED en d12, une discrimination pour la protection PS de 98,88 % (98,9 % par rapport au seuil<sub>1</sub> et de 98,85 % par rapport au seuil<sub>2</sub>) et 100% pour la protection MR, voir le Tableau A-6.

Tableau A-6. Comparaison des pourcentages obtenus entre deux cas de positionnement différent de la GED

protection	position de la GED	pourcentage de discrimination		
		général	seuil <sub>1</sub>	seuil <sub>2</sub>
PS	d12	98,88	98,90	98,85
	d21	98,352	98,90	97,802
	d31	97,91	98,90	96,91
MR	d12	100,00		
	d21	99,242		
	d31	99,238		

Comme attendu, les pourcentages sont améliorés car une GED positionnée entre les deux premières protections perturbe moins les protections. En effet, ce positionnement est plus avantageux pour la protection MR. Pour ce positionnement de la GED, lors d'un défaut en aval de la protection MR, cette protection mesure la somme de courant de court-circuit de la GED et du poste source. Cette somme est quasi-identique au courant apporté par le poste source dans le cas d'absence de GED. D'autre part la protection PS, qui est toujours en amont de la GED a aussi un avantage apporté par le positionnement de la GED plus proche de la tête du départ. Cet avantage est par rapport à la distance entre la GED et les défauts de la fin du départ (les plus mal discriminés de tout le départ).

Pour l'autre position de la GED, d31, on remarque que les pourcentages diminuent pour les deux protections et particulièrement pour les défauts lointains. Alors les pourcentages par rapport au seuil<sub>2</sub> de la protection PS et le pourcentage de la protection MR sont les plus diminués. La GED est plus loin que dans le cas de position à d21. Donc pour la protection

MR, comme pour le seuil<sub>2</sub> de la protection PS, les impédances calculées sont plus influencées par la GED pour les défauts lointains que pour ceux proches.

### L'impact sur la discrimination du positionnement de la GED

La taille de la GED étudiée pour cette analyse est deux fois plus importante. La GED, de 3 MVA, est positionnée au même endroit que la GED dans les études principales, en d21. Cette GED apporte un courant plus grand et alors les pourcentages sont diminués en moyenne, voir le Tableau A-7.

Tableau A-7. Comparaison des pourcentages obtenus entre deux cas de la taille de la GED

protection	taille de la GED [MVA]	pourcentage de discrimination		
		général	seuil <sub>1</sub>	seuil <sub>2</sub>
	1,5	98,352	98,90	97,802
	3	98,24	98,94	97,54
	1,5	99,24		
	3	99,26		

On observe que pour la protection PS seuil<sub>2</sub>, la diminution est la plus importante. Donc l'augmentation taille de la GED diminuera les pourcentages car les grandeurs mesurées diffèrent d'une manière plus importante par rapport au cas sans GED (cas utilisé pour les réglages).

**Annexe 24 : Le réseau – Caractéristiques de départ urbain**

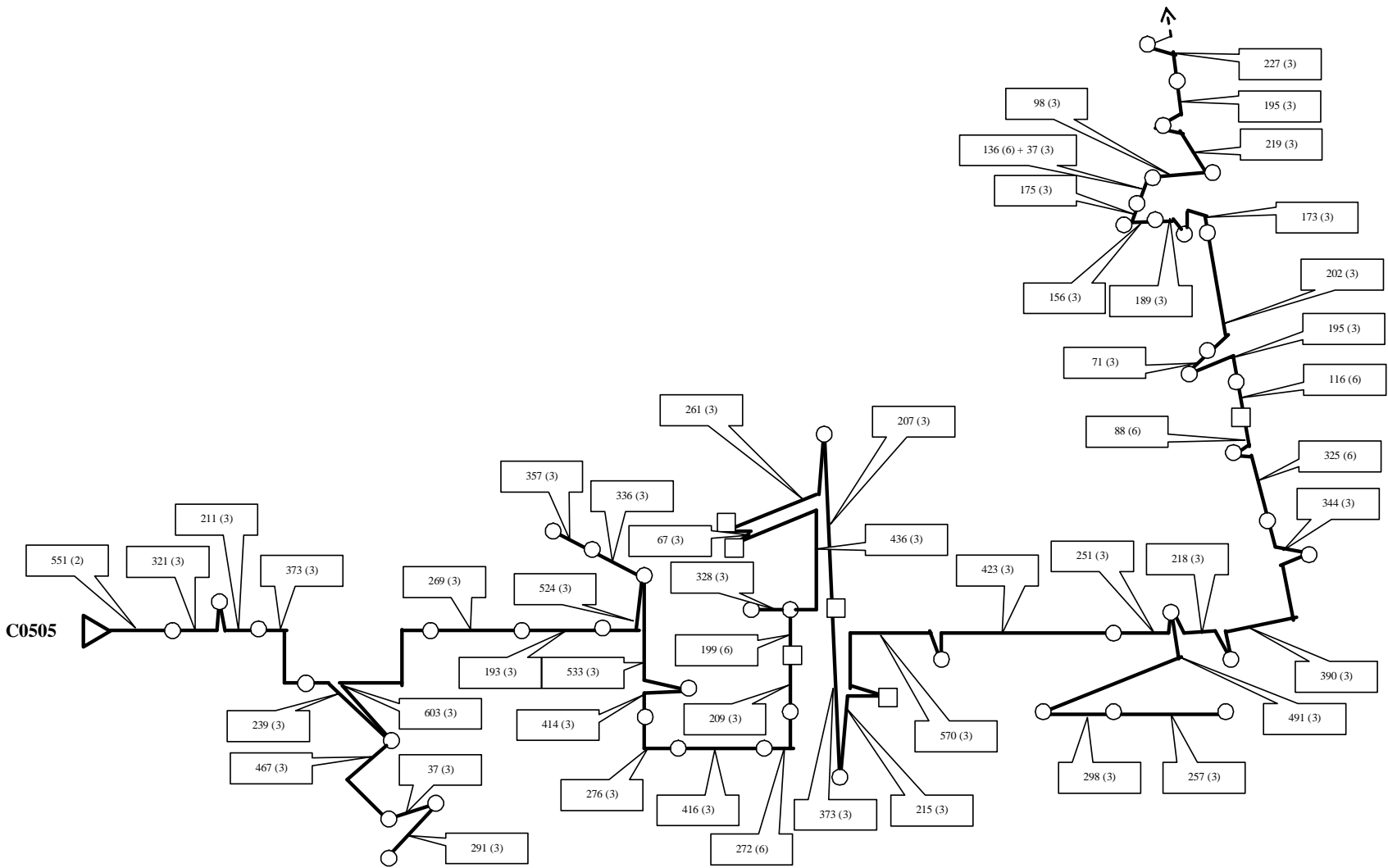


Figure A-81 : Caractéristiques des conducteurs HTA du départ C0505

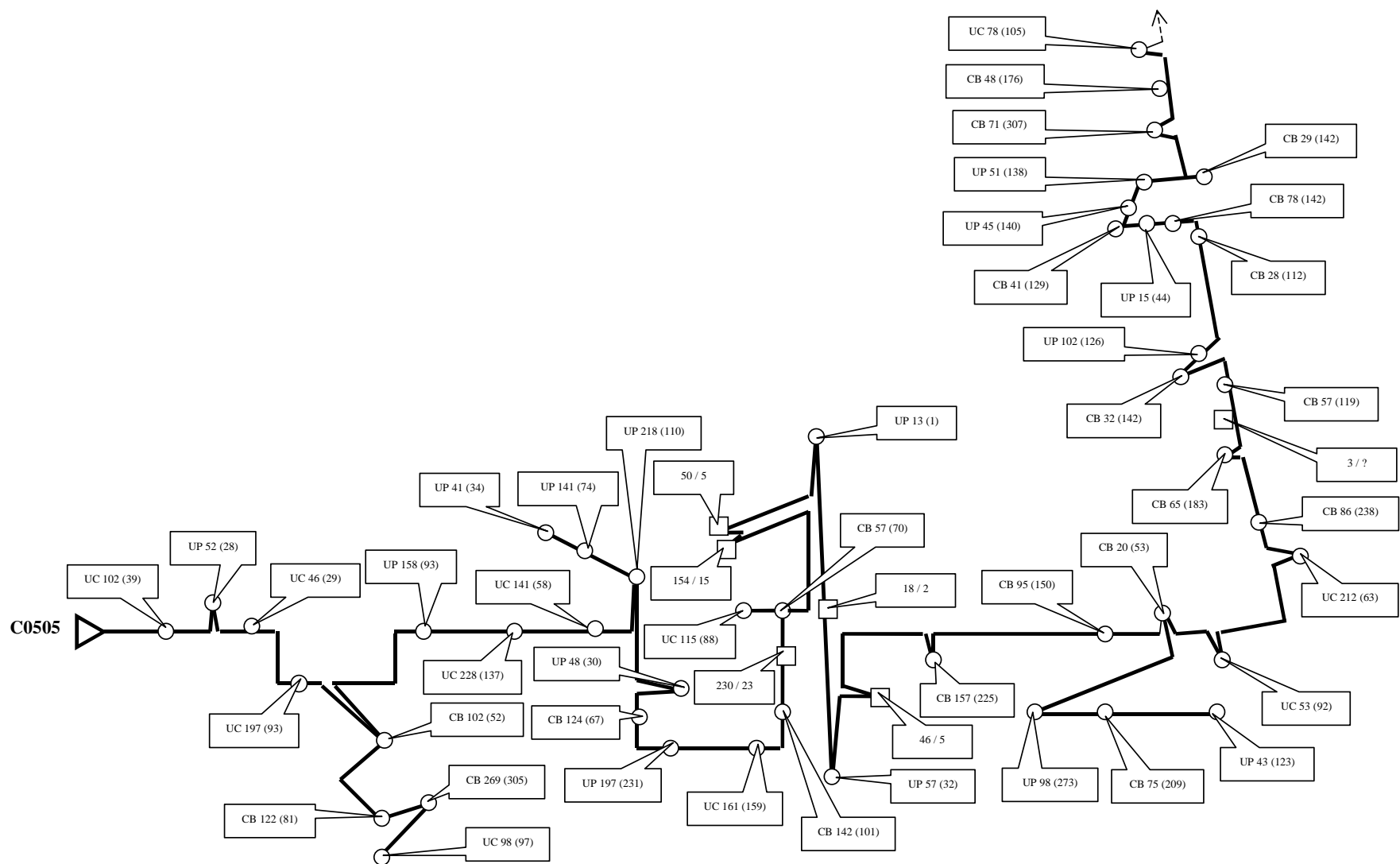


Figure A-82 Caractéristiques des charges HTA du départ C0505

## Annexe 25 : Les résultats obtenus sur le réseau urbain avec GED

Dans cette annexe, nous présentons les résultats obtenus avec une GED sur le réseau urbain. On rappelle que les seuils utilisés sont réglés pour le réseau sans GED.

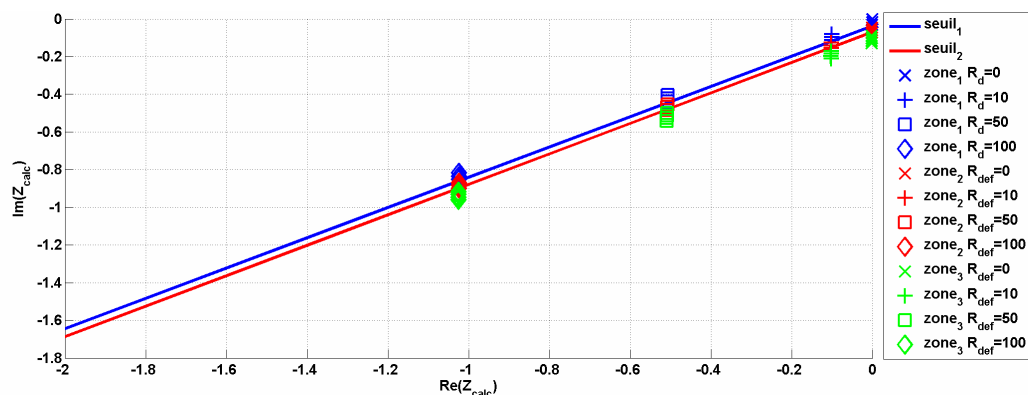


Figure A-83 La zone détectée au PS pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}} = 12 + 12j \Omega$

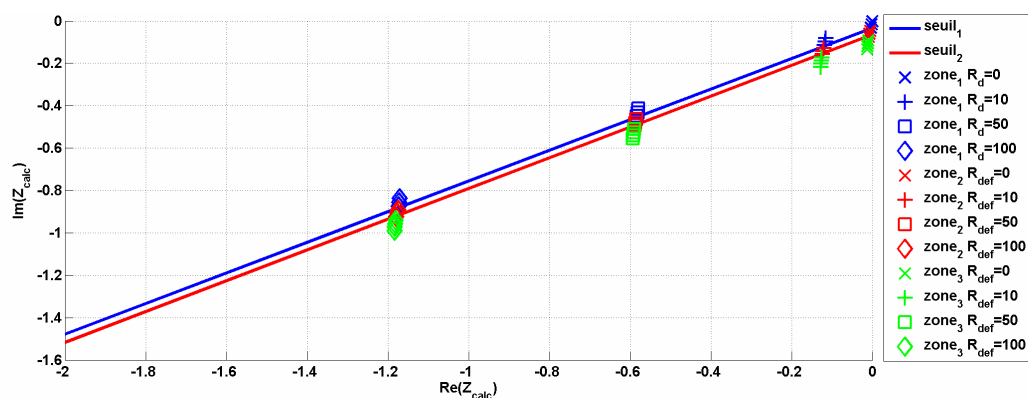


Figure A-84 La zone détectée au PS pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}} = 40 \Omega$

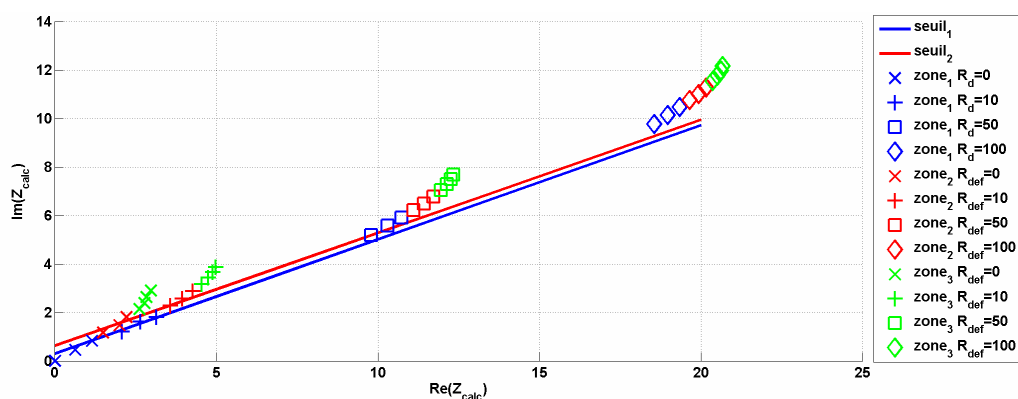


Figure A-85 La zone détectée au PS pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}} = 577 || 46j \Omega$



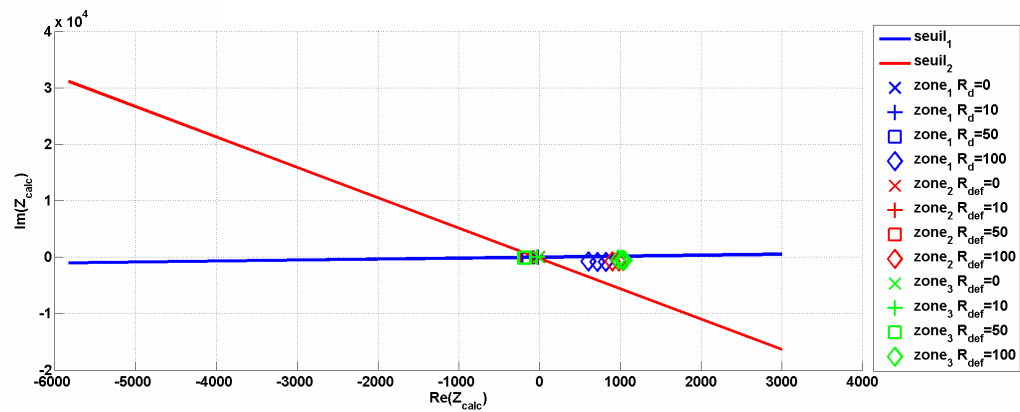


Figure A-86 La zone détectée au PS pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}}=577||51j \Omega$

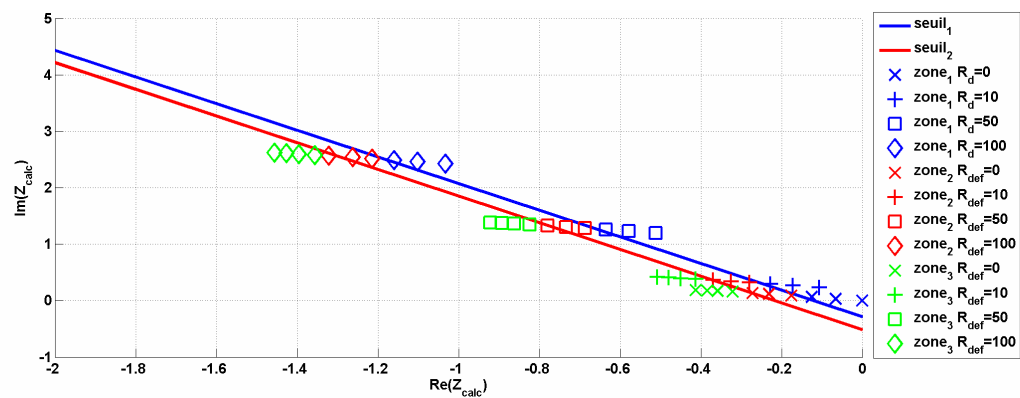


Figure A-87 La zone détectée au PS pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}}=577||42j \Omega$

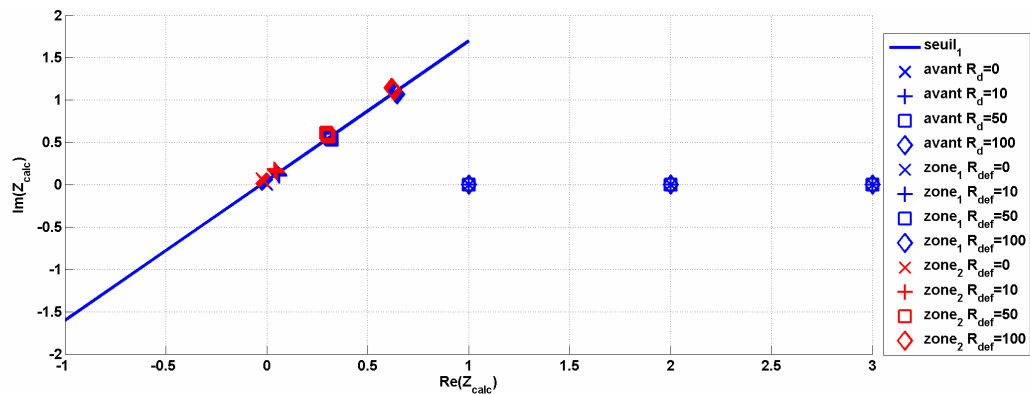
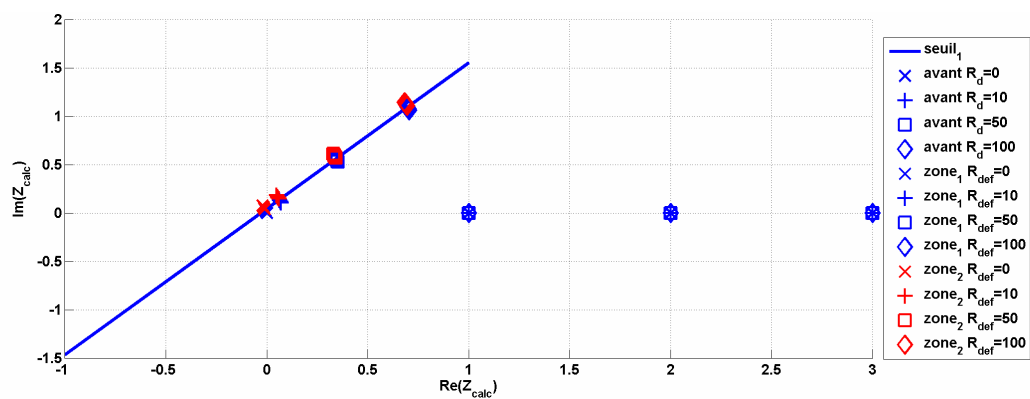
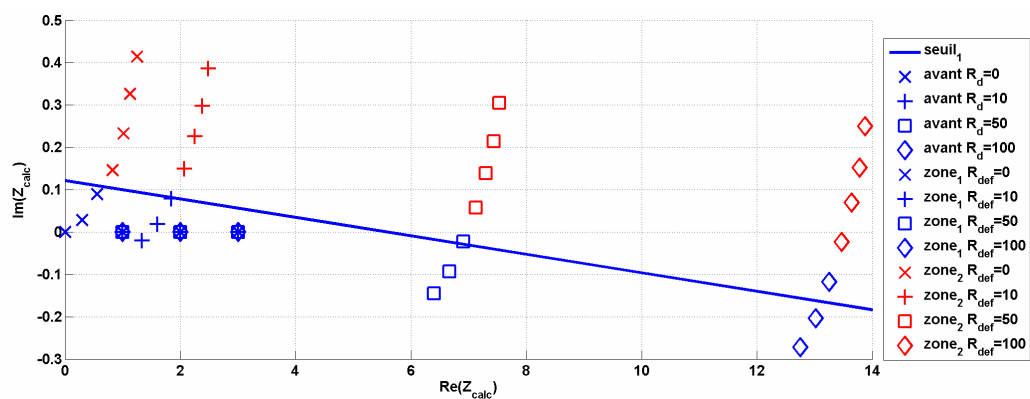
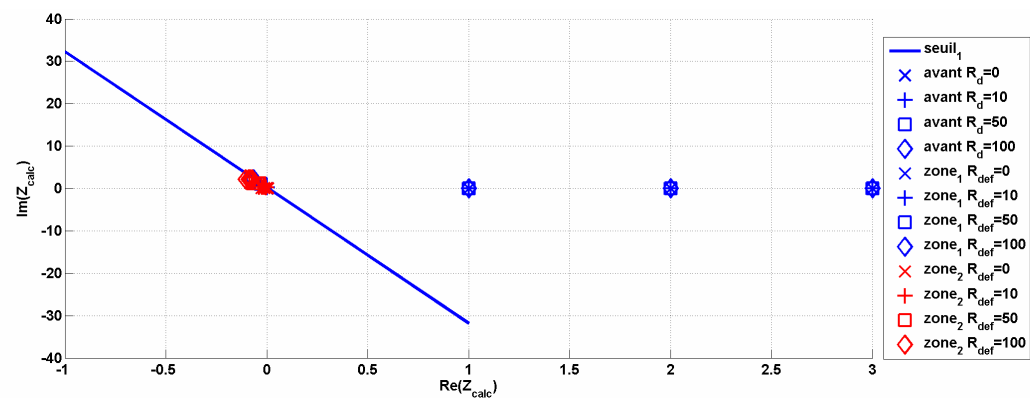


Figure A-88 La zone détectée au MR pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}}=12+12j \Omega$

Figure A-89 La zone détectée au MR pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}}=40 \, \Omega$ Figure A-90 La zone détectée au MR pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}}=577||46j \, \Omega$ Figure A-91 La zone détectée au MR pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}}=577||51j \, \Omega$

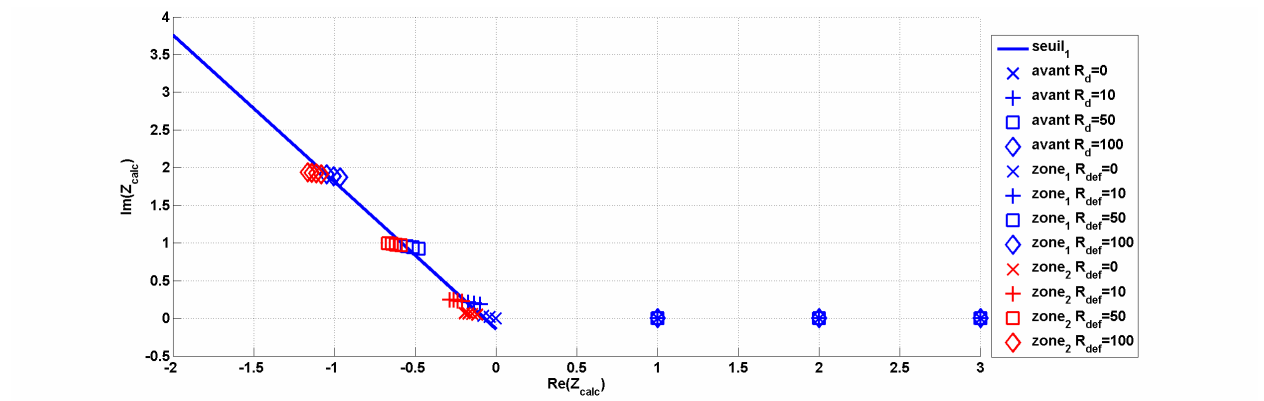


Figure A-92 La zone détectée au MR pour différents lieux de défaut ;  $Z_{\text{malt}}=577||42j \Omega$



## **Titre**

Système de protections novateur et distribué pour les réseaux Moyenne Tension du futur

## **Résumé**

Ce travail est lié au système de protection des réseaux de distribution. Les réseaux radiaux de distribution peuvent être protégés simplement par une protection placée en tête du départ. Mais l'exploitation future des réseaux de distribution, qui se transforment en réseaux intelligents, flexibles et adaptatifs, va sûrement nécessiter une protégeabilité plus complexe. Par conséquent, un nouveau plan de protection pourrait être nécessaire afin d'augmenter la fiabilité du réseau de distribution et le taux de productions décentralisées. Il pourrait inclure plusieurs protections déployées sur un départ. Le but principal de ce travail est d'étudier comment les protections pourraient agir (sur quel genre de grandeurs les protections reposeront, quelle coordination faut-il choisir) et d'analyser les limites de ces nouvelles protections. En déployant plusieurs protections qui divisent le départ en des zones plus petites, le plan de protection proposé, reposant sur une formulation modifiée et optimisée, proche de celle des protections de distance classiques, déconnectera ainsi moins de consommateurs et de producteurs lors de l'apparition de défauts. Cela devrait réduire le temps de coupures brèves et de diminuer l'énergie non fournie. Ce manuscrit présente une solution pour les réseaux HTA radiaux face aux défauts monophasés.

## **Mots-clefs**

Réseaux de distribution, plan de protection, protections en réseau, production décentralisée

## **Title**

New distributed protection scheme for distribution networks of the future

## **Abstract**

This work is related to the protection system of distribution networks. Radial MV distribution grids can be protected by a single protection relay located at the beginning of the feeder. But the future operation mode of distribution grids turning into Smart Grids should impose more complex operations. Therefore a more advanced protection scheme could be needed, in order to improve the reliability of the distribution network and to enhance the DG interconnection. It could include several protection relays in series on a same MV feeder. The main purpose of this work is to investigate how the protection relays could work (on which measurements should the protection decisions be based, how to coordinate the relays without communication) and analyze the limits of such new protection schemes. Since the goal is to insert several protections that divide the grid into smaller sections, the proposed protection system, based on an adapted and optimized formula, inspired by distance relays algorithm, would therefore disconnect fewer loads and producers when faults occur in the MV network. This should reduce the clearing operation time and Energy Not Supplied criteria. This paper presents a solution for a radial MV grid facing single-phased faults.

## **Keywords**

Power distribution, power distribution protection, protective relaying, distributed generation